I Savjetovanje o elektrodistributivnim mrežama Crne Gore

FLEKSIBILNOST ELEKTRODISTIRBUTIVNOG SISTEMA CRNE GORE

10-13. jun 2024, Budva, Crna Gora

ZBORNIK RADOVA

CIRED CRNA GORA

GENERALNI POKROVITELJI

Crna Gora
Ministarstvo
energetike i rudarstva

CEDIS
Crnogorski elektrodistributivni sistem

POKROVITELJI

epcg

CGES
CRNOGORSKI
ELEKTROPRENOSNI
SISTEM

ZLATNI SPONZORI

GE VERNOVA

Kaldera
ENERGY FOR LIFE

member of
INFINITY
INTERNATIONAL GROUP

METER&CONTROL
Solutions for smart energy management

SIEMENS

VELIKI SPONZORI

ABB

RITTAL
ePLAN

electroteam
WE BRING ENERGY TO YOU

NITES
KNOWLEDGE & COMMITMENT

Life Is On Schneider Electric

SPONZOR SVEČANE VEČERE

МОНТПРОЈЕКТ
НИКШИЋ

SPONZOR KONFERENCIJSKOG RANCA

DNP
INŽENJERING

SPONZOR MOBILNE APLIKACIJE

MEZON

SPONZORI

TRI
TOKYO ROPE INTERNATIONAL
ACFR
ALUMINUM CONDUCTOR FIBER REINFORCED

MT-KOMEX D.O.O.
ENERGY SOLUTIONS

noark
DEFINITION OF RELIABILITY

VF HOLDING

PULSEC
YOUR BUSINESS GUARDIANS

I SAVJETOVANJE O ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13. jun 2024, Budva, Crna Gora

ZBORNIK RADOVA

Organizator: CIRED Crna Gora
www.cired.me

Pokrovitelj: CIRED - Međunarodna konferencija za elektrodistribuciju (Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution, franc.)
www.cired.net

Izdavač:	CIRED Crna Gora Upravna zgrada CEDIS-a Ul. Ivana Milutinovića 12, Podgorica email: office@cired.me
Glavni i odgovorni urednik:	dr Goran Kovačević, dipl. el. ing
Priprema i tehnička obrada:	BBN Congress Management d.o.o. Deligradska 9, 11000 Beograd, Srbija Tel: +381 11 3629 405, 3629 402, 2682 318 E-mail: bbn@bbn.co.rs | Web: www.bbn.co.rs
Dizajn korica:	Sanja Milošević
Izrada / Umnožavanje:	BBN Congress Management d.o.o.
Tiraž:	200
Mesto izdavanja:	Podgorica
Godina izdavanja:	2024

STUDIJSKI KOMITETI

STK 1 – KOMPONENTE DISTIRBUTIVNIH SISTEM
Predsjednik: Prof. dr Gojko Joksimović, Elektrotehnički fakultet Univerziteta Crne Gore | gojko.joksimovic@ucg.ac.me

STK2 – KVALITET ELEKTRIČNE ENERGIJE I ELEKTROMAGNETNA KOMPATIBILNOST
Predsjednik: Prof. dr Jadranka Radović, Elektrotehnički fakultet Univerziteta Crne Gore | jradovic@ac.me

STK 3 – UPRAVLJANJE I ZAŠTITA DISTRIBUTIVNIH SISTEMA
Predsjednik: Aleksandar Perović, dipl.el.ing, Crnogorski elektrodistributivni sistem doo, Podgorica | laksandar.perovic@cedis.me

STK 4 – DECENTRALIZOVANA PROIZVODNJA I EFIKASNO KORIŠĆENJE ENERGIJE
Predsjednik: Prof. dr Željko Đurišić, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu | djurisic@etf.bg.ac.rs

STK 5 – PLANIRANJE DISTRIBUTIVNIH SISTEMA
Predsjednik: dr Goran Kovačević, Crnogorski elektrodistributivni sistem doo, Podgorica | goran.kovacevic@cedis

STK 6 – TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE I DEREGULACIJA
Predsjednik: Stevan Živković, dipl.el.ing, Crnogorski elektrodistributivni sistem doo, Podgorica | stevan.zivkovic@cedis.me

RECEZENTI

Aldin Kajević
Andrija Vujović
Stevan Živković
Dražen Jovanović
Dušan Vuković
Jovana Maljković
Predrag Raković
Vanja Maksimović
Dušan Boričić
Goran Kovačević
Milorad Obradović
Vladan Radulović
Ana Pavlićević
Gojko Joksimović
Iva Batic
Jadranka Radović
Vladan Durković
Zoran Miljanić
Dejan Milošević
Dimitrije Kotur
Đorđe Lazović
Dunja Grujić
Gojko Nikolić
Goran Dobric
Kristina Džodić
Krsto Biskupović
Lazar Šćekić
Miloš Jelovac
Sanja Tomić
Tomislav Rajić

STK 1 – KOMPONENTE DISTIRBUTIVNIH SISTEMA

Predsjednik: Prof. dr Gojko Joksimović, Elektrotehnički fakultet Univerziteta Crne Gore

R1-01 15
ODRŽAVANJE KOMPETENCIJE KONTROLNOG TELA ZA OVERAVANJE BROJILA ELEKTRIČNE ENERGIJE
MAINTAINING THE COMPETENCE OF THE CONTROL BODY FOR VERIFICATION ELECTRICITY METERS
Tatjana Cincar-Vujović; Ivana Narančić; Dejan Radosavljević

R1-02 23
OPTIMIZACIJA MAPIRANJA NISKONAPONSKE MREŽE UPOTREBOM DRONA SA LIDAR SENZOROM
OPTIMIZATION OF LOW-VOLTAGE NETWORK MAPPING USING DRONE WITH LIDAR SENSOR
Aleksandar Bundalo; Dragan Koprena; Bojan Šukalo

R1-03 33
PRIMJENA MOBILNE GIS APLIKACIJE U PROCESIMA ODRŽAVANJA NADZEMNIH VODOVA
APPLICATION OF A MOBILE GIS APP IN OVERHEAD POWER LINE MAINTENANCE PROCESSES
Savo Maksimović; Dragan Koprena; Miroslav Bataković

R1-04 40
ZNAČAJ ISPITIVANJA PRIBORA ZA NN SKS U FABRIČKIM LABORATORIJAMA
SIGNIFICANCE OF TESTING OF ACCESSORIES FOR LV ABC IN FACTORY LABORATORIES
Miroljub Petrović; Darko Jovanović

R1-05 49
ISKUSTVA HEP - OPERATORA DISTRIBUCIJSKOG SUSTAVA D.O.O. SA SMANJENJEM NEGATIVNIH UTJECAJA NADZEMNE ELEKTRODISTRIBUCIJSKE MREŽE NA BIORAZNOLIKOST
EXPERIENCES OF HEP - OPERATOR DISTRIBUCIJSKOG SUSTAVA LTD. WITH THE MITIGATION OF THE NEGATIVE IMPACTS OF THE OVERHEAD POWER DISTRIBUTION NETWORK ON BIODIVERSITY
Dinko Hrkec; Marta Malenica Cepelak; Andrea Lovrinčević

R1-06 59
DIJAGNOSTIKA ZEMLjOSPOJEVA NA NADZEMNIM VODOVIMA ANALIZOM MAGNETNOG POLjA
ANALYSIS OF THE MAGNETIC FIELD OF OVERHEAD LINE AT SINGLE-POLE EARTH FAULT
Goran Živadinović

R1-07 68
MJERE ZA POBOLJŠANJE POUZDANOSTI NA PRIMJERU ANALIZE DVIJE REALNE ELEKTRODISTRIBUTIVNE MREŽE
MEASURES TO IMPROVE RELIABILITY BASED ON THE EXAMPLE OF THE ANALYSIS OF TWO REAL ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORKS
Hristina Šarac; Anđela Krljaš; Tijana Milovanović; Aleksandar Simović; Nada Cincar

R1-08 77
RAZVODNA POSTROJENJA SA REKLOZERIMA
DISTRIBUTION PLANTS WITH RECLOSERS
Srbislav Sarić; Biljana Sarić

R1-09 ..... **86**
ANALIZA UTICAJA DALEKOVODA NAPONSKOG NIVOA 35 KV NA ŽIVOTNU SREDINU SA ASPEKTA ELEKTROMAGNETNOG POLJA
ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF 35 KV OVERHEAD POWER LINE ON THE ENVIRONMENT FROM THE ASPECT OF ELECTROMAGNETIC FIELD
Ivana Raičević; Aleksandar Pavlović; Maja Grbić; Saša Šuković

R1-10 ..... **91**
PREVENTIVNA KONTROLA DISTRIBUTIVNIH ENERGETSKIH TRANSFORMATORA 35KV/X – METODOLOGIJA, ISKUSTVA I PRIMERI IZ PRAKSE
PREVENTIVE TESTING OF DISTRIBUTIVE TRANSFORMERS 35KV/X – METHODOLOGY, EXPERIENCES AND INTERESTING CASES FROM PRACTICE
Marko Dimitrijević; Momčilo Milić; Dragan Teslić; Đorđe Jovanović; Jovana Mihajlović; Radomir Todorović

R1-11 ..... **100**
PROCENA STANJA IZOLACIJE SN KABLOVA U DUGOGODIŠNJOJ EKSPLOATACIJI
THE INSULATION CONDITION ASSESMENT OF THE OLD MV CABLES IN EXPLOITATION FOR MANY YEARS
Ninoslav Simić; Ivana Raičević

R1-12 ..... **107**
PRIMENA INOVATIVNOG POSTUPKA ZA DESULFURIZACIJU MINERALNIH IZOLACIONIH ULJA
APPLICATION OF AN INNOVATIVE PROCESS FOR DESULFURIZATION OF MINERAL INSULATING OILS
Dejan Kolarski; Valentina Vasović; Jelena Janković; Draginja Mihajlović; Jovana Bošnjaković

R1-13 ..... **113**
UNAPREĐENJE ODRŽAVANJA ENERGETSKIH TRANSFORMATORA I PROCENE POTROŠENOG RADNOG VEKA UVOĐENJEM MARKERA DEGRADACIJE TRANSFORMATORSKIH ULJA
IMPROVEMENT OF THE MAINTENANCE OF POWER TRANSFORMERS AND THE ASSESSMENT OF THE WORN WORKING LIFE BY INTRODUCING MARKERS OF DEGRADATION OF TRANSFORMER OILS
Vladimir Ostraćanin; Jelena Lazić; Saša Jović

R1-14 ..... **124**
POJAVA OTKAZA PRILIKOM EKSPLOATACIJE ŠTAPNIH KOMPOZITNIH IZOLATORA ZA DISTRIBUTIVNE NADZEMNE VODOVE
OCCURRENCE OF FAILURES DURING THE EXPLOITATION OF LONG ROD COMPOSITE INSULATORS FOR DISTRIBUTION OVERHEAD LINES
Vladimir Alempijević; Dimitrije Anđelković; Milica Vlaisavljević; Nemanja Vasiljević

R1-15 ..... **131**
POUZDANOST TRANSFORMATORSKIH STANICA 110/SN KV/KV
RELIABILITY OF HV/MV SUBSTATIONS
Dragoslav Perić; Vladimir Krnajski; Blažo Ivanović; Nebojša Petrović

R1-16 ..... **136**
ЗНАЧАЈ РЕДОВНОГ ПРЕВЕНТИВНОГ ИСПИТИВАЊА СТАЊА ЕНЕРГЕТСКИХ ТРАНСФОРМАТОРА АНАЛИЗОМ САДРЖАЈА ГАСОВА У УЉУ И ЕЛЕКТРИЧНИМ ИСПИТИВАЊИМА: ПРИМЕРИ ИЗ ПРАКСЕ
SIGNIFICANCE OF REGULAR PREVENTIVE MAINTENANCE OF TRANSFORMERS THROUGH DISSOLVED GAS ANALYSIS AND ELECTRICAL TESTING: CASE STUDY
Branka Đurić; Dragan Teslić; Vesna Radin; Vladimir Ostraćanin; Jelena Lazić; Draško Vićić

STK2 – KVALITET ELEKTRIČNE ENERGIJE I ELEKTROMAGNETNA KOMPATIBILNOST

Predsjednik: Prof. dr Jadranka Radović, Elektrotehnički fakultet Univerziteta Crne Gore

R2-01 ..... **143**
PRORAČUN ELEKTRIČNIH I MAGNETSKIH POLJA IZAZVANIH HARMONISKI IZOBLIČENIM NAPONIMA I STRUJAMA
CALCULATION OF ELECTRIC AND MAGNETIC FIELDS CAUSED BY HARMONICALLY DISTORTED VOLTAGES AND CURRENTS
Ajdin Alihodžić; Adnan Mujezinović; Maja Muftić Dedović; Nedis Dautbašić

R2-02 ..... **152**
KBALITET I KOMPONENTI NA ELEKTRIČNATA ENERGIJA KAJ KROVEN FOTONAPONSKI SISTEM POVRZAN NA MREŽA
POWER QUALITY AND ENERGY PARAMETERS OF A ROOF GRID- CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEM
Ljupčo Arsov; Iljas ILJAZI; Ajladin ABAZI; Zlatko NIKOLOVSKI; Slobodan MIRCHEVSKI

R2-03 ..... **161**
PREGLED ISTRAŽIVANJA KVALITETA ELEKTRIČNE ENERGIJE U CRNOJ GORI I REGIONU SA ASPEKTA UTICAJA RADA MALIH NELINEARNIH POTROŠAČA I DISTRIBUIRANIH GENERATORA
OVERVIEW OF POWER QUALITY RESEARCH IN MONTENEGRO AND THE REGION CONSIDERING THE EFFECTS OF SMALL NON-LINEAR LOADS OPERATION AND DISTRIBUTED GENERATORS
Vladimir Katić, Saša Mujović

STK 3 – UPRAVLJANJE I ZAŠTITA DISTRIBUTIVNIH SISTEMA

Predsjednik: Aleksandar Perović, dipl.el.ing, Crnogorski elektrodistributivni sistem doo, Podgorica

R3-01 ..... **170**
KORIŠĆENJE DIGITAL TWIN TENOLOGIJE ZA ANALIZU DOGAĐAJA U MREŽI
USING DIGITAL TWIN TECHNOLOGY FOR NETWORK EVENT ANALYSIS
Zoran Ristanović

R3-02 ..... **178**
ISPITIVANJE CENTRALIZOVANE ZAŠTITE POSTROJENJA SA DESET IZVODA UPOTREBOM SIMULATORA U REALNOM VREMNU
TESTING OF CENTRALIZED PROTECTION OF HIGH VOLTAGE SUBSTATION WITH TEN BAYS USING A REAL-TIME SIMULATOR
Milica Vlaisavljević; Zoran Stojanović; Simiša Simić

R3-03 ..... **185**
PODEŠAVANJE SISTEMA RELEJNE ZAŠTITE SOLARNE ELEKTRANE POVEZANE NA DISTRIBUTIVNI SISTEM NA PRIMERU IZ PRAKSE
RELAY PROTECTION SETTINGS CALCULATIONS FOR SOLAR PHOTOVOLTAIC POWER PLANT CONNECTED TO THE DISTRIBUTION NETWORK: A CASE STUDY
Pavle Krička; Miljana Todorović

R3-04 ..... **194**
KVAR NA KABELU I UVJETI NA KABELSKOJ TRASI
CABLE FAULT AND CONDITIONS AT CABLE ROUTE
Josip Popović; Zvonimir Popović; Dejan Ćulibrk

R3-05 ..... **197**
ANALIZA UTICAJA REKONFIGURACIJE NA STRUJU KRATKOG SPOJA U MREŽI SA VJETROAGREGATIMA
ANALYSIS OF THE IMPACT OF RECONFIGURATION ON THE SHORT-CIRCUIT CURRENT IN THE NETWORK WITH WIND TURBINES
Anđela Simović; Tomislav Rajić; Vladan Durković

R3-06 ..... **205**
IZAZOVI U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI UZROKOVANI POTRESIMA U HRVATSKOJ 2020. GODINE
CHALLENGES IN THE DISTRIBUTION NETWORK CAUSED BY EARTHQUAKES IN CROATIA IN 2020
Ivan Galić; Damir Pirić; Marko Ivić; Goran Petrić

R3-07 ..... **213**
CHALLENGES IN DISTRIBUTION SYSTEM OPERATION DUE TO ELECTRICAL VEHICLES
Luka Strezoski

R3-08 ..... **218**
PREZENTACIJA EU PROJEKTA PAMETNIH MREŽA - GREENSWITCH PROJEKT
PRESENTATION OF THE EU SMART GRID PROJECT - GREENSWITCH PROJECT
Damir Pirić; Dorjan Močinić

R3-09 ..... **226**
NOVORAZVIJENO SOFTVERSKO RJEŠENJE ZA POTREBE NISKONAPONSKIH ANALIZA
NEWLY DEVELOPED SOFTWARE SOLUTION FOR LOW-VOLTAGE ANALYSES
Zoran Cico; Amer Aščerić; Alma Cico

R3-10 ..... **236**
ADMS APLIKACIJA ZA LOKACIJU KVARA, IZOLACIJU MESTA KVARA I OBNAVLJANJE SNABDEVANJA ELEKTRIČNOM ENERGIJOM U DISTRIBUTIVNOM SISTEMU
ADMS APPLICATION FOR FAULT LOCATION, FAULT LOCATION ISOLATION AND RESTORATION OF ELECTRICITY SUPPLY IN THE DISTRIBUTION SYSTEM – FLISR
Vladimir Babić; Željko Živković

R3-11 ..... **243**
АНАЛИЗА ПРИМЕЊЕНИХ РЕШЕЊА НАПРЕДНЕ АУТОМАТИЗАЦИЈЕ СНДМ МРЕЖЕ
ANALYSIS OF APPLIED SOLUTIONS OF ADVANCED AUTOMATION OF THE MV ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORK
Dušan Vukotić

R3-12 ..... **254**
POZITIVNI UČINCI UVOĐENJA SCADA/DMS/OMS SUSTAVA U ELEKTROPRIVREDI HZHB
POSITIVE EFFECTS OF THE INTRODUCTION OF THE SCADA/DMS/OMS SYSTEM IN ELEKTROPRIVREDA HZHB
Ante Pivčević; Ivan Pašalić; Antonio Drmać; Dino Samardžić; Dragana Marić; Ilija Živković; Andrija Bandić; Dajana Prskalo

R3-13 ..... **261**
PILOT PROJEKT NAPREDNE MREŽE - AUTOMATIZACIJA DISTRIBUCIJSKE MREŽE
SMART GRID PILOT PROJECT - DISTRIBUTION NETWORK AUTOMATION
Goran Piškor; Ivan Periša; Dario Lovreković

R3-14 ..... **269**
AUTOMATSKA REKONFIGURACIJA SREDNJENAPONSKE DISTRIBUTIVNE MREŽE HEP OPERATORA DISTRIBUCIJSKOG SUSTAVA
AUTOMATIC RECONFIGURATION OF HEP DISTRIBUTION SYSTEM OPERATOR MIDDLE VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORK
Tomislav Stupić; Domagoj Peharda; Denis Benčec; Mario Zadro; Domagoj Budiša; Dario Lovreković

R3-15 ..... **276**
AUTOMATIZACIJA NADZEMNIH SREDNJENAPONSKIH MREŽA ZASNOVANA NA PRIMJENI INTELIGENTNIH RASTAVLJAČA
SMART GRID AND DISTRIBUTION AUTOMATION CONCEPT BASED ON INTELLIGENT SWITCH DISCONNECTORS
Dejan Ivić; Željko Ivanović; Predrag Mršić; Marinko Simišić

R3-16 ..... **285**
PRIMENA I ZNAČAJ OPTIČKIH TELEKOMUNIKACIJA U AUTOMATIZACIJI EEO
APPLICATION AND IMPORTANCE OF OPTICAL TELECOMMUNICATIONS IN EEO AUTOMATION
Željko Živković; Vladimir Babić

R3-17 ..... **296**
DETEKCIJA GSA NAPADA NA UREĐAJE ZA SINHRONIZOVANO MJERENJE FAZORA KORIŠĆENJEM STATISTIČKOG METODA ZA DETEKCIJU PROMJENE FUNKCIJE GUSTINE VJEROVATNOĆE SIGNALA
DETECTION OF GPS SPOOFING ATTACKS ON PHASOR MEASUREMENT UNITS USING STATISTICAL METHOD FOR CHANGE-POINT DETECTION IN SIGNAL PROBABILITY DENSITY FUNCTION
Anja Brtan; Vesna Popović-Bugarin; Lazar Šćekić; Nenad Mijatović

R3-18 ..... **305**
PRIMJENA IOT TEHNOLOGIJA ZA POVEĆANJE OSMOTRIVOSTI DISTRIBUCIJSKE MREŽE HEP-OPERATORA DISTRIBUCIJSKOG SUSTAVA
APPLICATION OF IOT TECHNOLOGIES TO INCREASE VISIBILITY OF THE DISTRIBUTION NETWORK OF THE HEP-DISTRIBUTION SYSTEM OPERATOR
Dario Lovreković; Ivan Periša; Ana Balaško; Mato Kovačević

R3-19 ..... **312**
ANALIZA IZAZOVA INTEGRACIJE KOMUNIKACIONIH SISTEMA OBNOVLJIVIH IZVORA ELEKTRIČNE ENERGIJE
ANALYSIS OF INTEGRATION CHALLENGES OF RENEWABLE RESOURCES COMMUNICATION SYSTEMS
Srđan Mijušković; Milena Lekić; Milorad Kuč

R3-20 ..... **321**
ICT KONCEPTI I NAČINI PRISTUPA KONCENTRATORIMA ZA DALJINSKO OČITAVANJE BROJILA
ICT CONCEPTS AND WAYS OF ACCESSING CONCENTRATORS FOR REMOTE METER READING
Siniša Anđelić; Kemal Mahmutović

R3-21 ..... **329**
MJERINFO - PLATFORMA ZA POHRANU I ANALIZE VREMENSKIH SERIJA
MJERINFO - PLATFORM FOR STORAGE AND ANALYSIS OF TIME SERIES
Kristijan Čavar; Branimir Gabrić; Ivan Periša; Ivica Brstilo

R3-22 ..... **338**
IZAZOVI U REALIZACIJI „PILOT PROJEKTA UVOĐENJA NAPREDNIH MREŽA“ – PA 1: NAPREDNA MJERNA INFRASTRUKTURA U HEP ODS D.O.O. ELEKTRI ZAGREB
CHALLENGES IN THE IMPLEMENTATION OF THE "SMART GRID PILOT PROJECT" - FUNCTIONAL AREA: SMART METERING INFRASTRUCTURE IN HEP DSO D.O.O. ELEKTRA ZAGREB
Bernarda Ostojić; Joško Grašo; Anton Marušić

R3-23 ..... **344**
MERE ZA OBEZBEĐIVANJE IKT ZAŠTITE SISTEMA UPRAVLJANJA U ELEKTRODISTRIBUTIVNIM SISTEMIMA
MEASURES OF ICT PROTECTION OF CONTROL SYSTEMS IN POWER DISTRIBUTION SYSTEMS
Slavko Dubačkić; Aleksandar Bošković; Đorđe Vladisavljević

STK 4 – DECENTRALIZOVANA PROIZVODNJA I EFIKASNO KORIŠĆENJE ENERGIJE

Predsjednik: Prof. dr Željko Đurišić, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu

R4-01 ..... **349**
POSTUPCI PRIKLJUČENJA PROIZVODNIH POSTROJENJA NA DISTRIBUCIJSKU MREŽU HEP-ODS-A
PROCEDURES FOR CONNECTING POWER-GENERATING MODULES TO THE HEP-ODS DISTRIBUTION GRID
Ivan Burul; Krešimir Ugarković; Hrvoje Jelić; Vedran Radošević; Tomislav Cerovečki

R4-02 ..... **357**
UNAPREĐENJE FLEKSIBILNOSTI VETROELEKTRANE KRNOVO PRIMENOM INTEGRISANOG GRAVITACIONOG SKLADIŠTA ENERGIJE
IMPROVING THE FLEXIBILITY OF THE KRNOVO WIND POWER PLANT USING AN INTEGRATED GRAVITY ENERGY STORAGE
Kristina Džodić; Željko Đurišić

R4-03 ..... **366**
ANALIZA EFEKATA RADA MALIH SOLARNIH ELEKTRANA U CRNOJ GORI (KONCEPT KUPCA-PROIZVOĐAČA)
ANALYSIS OF THE EFFECTS OF THE SMALL-SCALE SOLAR POWER PLANTS OPERATION IN MONTENEGRO (THE CONCEPT OF THE PROSUMER)
Jelena Gajović; Goran Kovačević

R4-04 ..... **376**
MOGUĆNOST KORIŠĆENJA ELEKTRIČNIH VOZILA U ELEKTRODISTRIBUCIJI SRBIJE
POSSIBILITY OF USING ELECTRIC VEHICLES IN ELECTRIC DISTRIBUTION OF SERBIA
Aleksandar Stolić; Marko Filakov; Milica Stolić

R4-05 ..... **386**
ANALIZA UTICAJA PRIKLJUČENJA SOLARNE ELEKTRANE U DISTRIBUTIVNOM SISTEMU NA NAPONSKE PRILIKE NA PRIMERU IZ PRAKSE
IMPACT OF SOLAR PHOTOVOLTAIC POWER PLANT CONNECTED TO THE DISTRIBUTION NETWORK ON VOLTAGE PROFILE: A CASE STUDY
Miljana Todorović; Pavle Krička

R4-06 ..... **395**
REZULTATI RADA SOLARNIH ELEKTRANA KUPAC-PROIZVOĐAČ NA PODRUČJU VOJVODINE
RESULTS OF OPERATION OF SOLAR POWER PLANTS BUYER-PRODUCER IN THE AREA OF VOJVODINA
Zoran Simendić; Dalibor Mraović; Jozef Adam; Ivana Simendić Mraović

R4-07 ..... **405**
ВЛИЈАНИЕ НА УПРАВУВАЊЕТО СО ПОТРОШУВАЧКАТА НА ПОТРОШУВАЧИТЕ ВРЗ ИНТЕГРАЦИЈАТА НА ОБНОВЛИВИ ИЗВОРИ НА ЕНЕРГИЈА ВО ДИСТРИБУТИВНИ МРЕЖИ
УТИЦАЈ УПРАВЉАЊА ПОТРОШАЧИМА НА ИНТЕГРАЦИЈУ ОБНОВЉИВИ ИЗВОРИ ЕНЕРГИЈЕ У ДИСТИБУТИВНЕ МРЕЖЕ
Pande Popovski; Goran Veljanovski; Katerina Bilbiloska; Aleksandra Krkoleva Mateska; Metodija Atanasovski

R4-08 ..... **414**
PRIKLJUČENJE FOTONAPONSKE ELEKTRANE ZA POTREBE NAPAJANJA VELIKOG POTROŠAČA ELEKTRIČNE ENERGIJE – STUDIJA SLUČAJA NAPAJANJA VELIKOG DATA CENTRA
CONNECTING A PHOTOVOLTAIC POWER PLANT FOR THE POWER SUPPLY NEEDS OF A LARGE ELECTRICAL ENERGY CONSUMER – CASE STUDY OF THE POWER SUPPLY OF A LARGE DATA CENTER
Ivan Vujović; Vladan Durković; Željko Đurišić

R4-09 ..... **421**
ODREĐIVANJE HOSTING CAPACITY U DISTRIBUTIVNOJ MREŽI
DETERMINATION OF HOSTING CAPACITY IN THE DISTRIBUTION NETWORK
Luka Kaljević

R4-10 ..... **429**
E MOBILNOST – TAPKAMO LI U MJESTU?
E MOBILITY – ARE WE TAPPING IN PLACE?
Miroslav Stanišić

R4-11 ..... **437**
POVEĆANJE KAPACITETA ZA INTEGRACIJU PV SISTEMA U DISTRIBUTIVNIM MREŽAMA KROZ UPRAVLJANJE POTROŠNJOM
INCREASING THE HOSTING CAPACITY FOR PVS IN DISTRIBUTION NETWORKS USING DEMAND SIDE MANAGMENT
Jelena Stojković Terzić

R4-12 ..... **446**
BIDIREKCIONA ELEKTRIČNA VOZILA KAO ZNAČAJAN RESURS ZA BALANSIRANJE EES
BIDIRECTIONAL ELECTRICAL VEHICLET AS A SIGNIFICANT RESOURCE IN ELECTRICITY BALANCING
Saša Zdravković; Milan Blažić; Marko Zarić; Nikola Tošić

R4-13 ..... **456**
SARADNJA OPERATORA PRENOSNOG I DISTRIBUTIVNOG SISTEMA U KREIRANJU MREŽNIH MODELA SISTEMA
COOPERATION BETWEEN TRANSMISSION AND DISTRIBUTION SYSTEM OPERATORS IN CREATING IGM MODELS
Ivana Stamenić; Srđan Mladenović; Srđan Subotić; Marija Đorđević

R4-14 ..... **463**
PILOT PROJEKAT IZGRADNJE DESET MALIH SOLARNIH ELEKTRANA NA KROVOVIMA KRAJNJIH KUPACA U JEDNOM NASELJU GRADA TREBINJA
PILOT PROJECT OF BUILDING TEN SMALL POWER PLANTS ON THE ROOF OF CUSTOMERS IN A NEIGHBOURHOOD OF THE CITY OF TREBINJE
Miloš Parović; Sanja Rikalo; Ilija Derikučka; Dragan Spaić

R4-15 ..... **473**
UTICAJ PRIKLJUČENJA KROVNIH SOLARNIH FOTONAPONSKIH ELEKTRANA NA RADIJALNU NISKONAPONSKU DISTRIBUTIVNU MREŽU
IMPACT OF CONNECTION OF ROOFTOP PHOTOVOLTAIC SYSTEMS TO THE RADIAL LOW-VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORK
Milorad Obradović; Jadranka Radović

STK 5 – PLANIRANJE DISTRIBUTIVNIH SISTEMA

Predsjednik: dr Goran Kovačević, Crnogorski elektrodistributivni sistem doo, Podgorica

R5-01 ..... **483**
PROCJENA GUSTINE OPTEREĆENJA NOVIH VRSTA POTROŠAČA (TOPLOTNIH PUMPI I PUNJAČA ELEKTRIČNIH VOZILA) UZ POMOĆ AMM SISTEMA
EVALUATION OF LOAD DENSITY OF NEW TYPES OF CONSUMERS (HEAT PUMPS AND ELECTRIC VEHICLE CHARGERS) USING AMM SYSTEM
Dragan Koprena; Rade Ninković; Milan Šormaz

R5-02 ..... **492**
KORIŠTENJE JAVNO DOSTUPNIH PODATAKA O NADMORSKOJ VISINI ZA IZBOR TRASE NADZEMNOG VODA U GIS APLIKACIJI
USING PUBLIC DOMAIN TERRAIN ELEVATION DATA IN OVERHEAD LINES DESIGN
Savo Maksimović; Dragan Koprena; Miloš Tadić

R5-03 ..... **498**
NPOO PKB PROJEKT ZAMJENE I IZGRADNJE SREDNJENAPONSKIH PODMORSKIH KABELA U HEP ODS-U - OBUHVAT I ORGANIZACIJA PROJEKTA
NPOO PKB PROJECT OF REPLACEMENT AND CONSTRUCTION OF MEDIUM VOLTAGE SUBMARINE CABLES IN HEP ODS - SCOPE AND ORGANIZATION OF THE PROJECT
Anđelko Tunjić; Renato Ćućić; Dražen Šimić; Ivan Orišak; Mladen Čelan; Kruno Trupinić

R5-04 ..... **511**
ESTIMACIJA MAKSIMALNOG JEDNOVREMENOG OPTEREĆENJA PRIKLJUČKA STAMBENOG OBJEKTA
ESTIMATION OF THE MAXIMUM SIMULTANEOUS LOAD OF THE CONNECTION OF A RESIDENTIAL BUILDING
Milica Dilparić; Sara Stamatović; Branka Kovačević; Branko Jakšić; Bojan Lazić; Svetlana Međo

R5-05 ..... **518**
ESTIMACIJA TEHNIČKIH GUBITAKA NA PRIMJERU JEDNOG 10 KV IZVODA U REGIONU 3
ESTIMATION OF TECHNICAL LOSSES ON AN 10 KV SUBSYSTEM EXAMPLE IN REGION 3
Marko Vuksanović

R5-06 ..... **524**
ODRŽIVO PLANIRANJE ENERGIJE: INTEGRACIJA OBNOVLJIVIH IZVORA U DISTRIBUTIVNE SISTEME KORIŠTENJEM FUZZY LOGIKE
SUSTAINABLE ENERGY PLANNING: A FUZZY LOGIC APPROACH TO INTEGRATING RENEWABLES IN DISTRIBUTION SYSTEMS
Nedis Dautbašić; Faris Likić; Maja Muftić Dedović; Adnan Mujezinović; Ajdin Alihodžić; Adin Memić

R5-07 ..... **532**
PREDVIĐANJE POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PODRUČJU DIJELA REGIONA 3
PREDICTION OF ELECTRICITY CONSUMPTION FOR A PART OF THE REGION 3
Milica Jovanović; Dražen Jovanović

R5-08 ..... **539**
PREDLOG UPOTREBE I RAZVOJA POSTOJEĆIH BESPLATNIH ALATA ZA MAŠINSKO UČENJE NA PRIMJERU QGIS-A I ODREĐIVANJA VRŠNE SNAGE OBJEKATA
PROPOSAL FOR THE UTILIZATION AND DEVELOPMENT OF EXISTING FREE MACHINE LEARNING TOOLS USING THE EXAMPLE OF QGIS AND DETERMINATION OF PEAK POWER OF OBJECTS
Dragan Koprena; Rade Ninković; Milan Šormaz

R5-09 ..... **545**
RAZVOJ I IMPLEMENTACIJA C-I (CONDITION – IMPORTANCE) METODOLOGIJE ZA OCJENU I DEFINIRANJE PRIORITETA ZAHVATA NA POSTOJEĆOJ IMOVINI U HEP ODS-U
DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION C-I (CONDITIONS - IMPORTANCE) METHODOLOGY FOR THE EVALUATION AND DEFINITION OF THE PRIORITY OPERATIONS ON EXISTING ASSETS IN HEP ODS
Vjekoslav Milorad; Vladimir Čavlović; Darko Duktaj

STK 6 – TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE I DEREGULACIJA

Predsjednik: Stevan Živković, dipl.el.ing, Crnogorski elektrodistributivni sistem doo, Podgorica

R6-01 554

UPOTREBA CENOVNIH SIGNALA U CILJU UBRZANJA ENERGETSKE TRANZICIJE

THE USE OF PRICE SIGNALS TO ACCELERATE THE ENERGY TRANSITION

Dunja Grujić; Miloš Kuzman; Željko Đurišić

R6-02 563

STATISTIČKI POKAZATELJI POVOLJNIH PERIODA ZA NABAVKU ELEKTRIČNE ENERGIJE ZA POKRIVANJE GUBITAKA KOD ODS U CRNOJ GORI U OKVIRU REGULATORNO DOZVOLJENOG PERIODA

STATISTICAL INDICATORS OF FAVOURABLE PERIODS FOR THE PROCUREMENT OF ELECTRICITY TO COVER NETWORK LOSSESS OF DSO IN MONTENEGRO WITHIN THE REGULATORY PERIOD

Andrija Vujović; Jovana Maljković; Mladen Apostolović; Biljana Ivanović

R6-03 572

IZAZOVI PRED OPERATORIMA DISTRIBUCIJSKIH SUSTAVA PRI PROVOĐENJU DIREKTIVA, UREDBI I ODLUKA EK, TE NJIHOVA IMPLEMENTACIJA U NACIONALNA ZAKONODAVSTVA

CHALLENGES FOR DISTRIBUTION SYSTEM OPERATORS IN THE IMPLEMENTATION OF DIRECTIVES, REGULATIONS AND DECISIONS OF THE EC, AND THEIR IMPLEMENTATION IN NATIONAL LEGISLATION

Dubravko Balaško

R6-04 579

UTJECAJ UVOĐENJA NEJEDNAKIH PREDVIĐENIH MJESEČNIH POTROŠNJI KRAJNJIH KUPACA S POLUGODIŠNJIM OBRAČUNSKIM RAZDOBLJEM NA IZNOS MJESEČNIH GUBITAKA U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI

IMPACT OF INTRODUCING UNEQUAL PREDICTED MONTHLY CONSUMPTION OF END CONSUMERS WITH A SEMI-ANNUAL BILLING PERIOD ON THE MONTHLY LOSSES IN THE DISTRIBUTION NETWORK

Marin Bošković; Danijela Žaja; Igor Žarkić; Mario Špoljarić

R6-05 587

USPOSTAVLJANJE SARADNJE OPERATORA DISTRIBUTIVNOG I PRENOSNOG SISTEMA KAKO BI SE JEDINICAMA ILI GRUPAMA PRIKLJUČENIM NA DISTIBUTIVNI SISTEM OMOGUĆILO PRUŽANJE REZERVE AKTIVNE SNAGE

ESTABLISHING COOPERATION BETWEEN DISTRIBUTION AND TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS IN ORDER TO ENABLE THE PROVISION OF ACTIVE POWER RESERVES TO UNITS OR GROUPS CONNECTED TO THE DISTRIBUTION SYSTEM

Jadranka Janjanin; Branko Grujičić; Slavenko Davidović

R6-06 592

ALOKACIJA TROŠKA DISTRIBUTIVNE MREŽARINE NA KORISNIKE DISTRIBUTIVNOG SISTEMA

ALLOCATION OF THE COST OF THE DISTRIBUTING NETWORK TO THE USERS OF THE DISTRIBUTION SYSTEM

Senad Aganović; Edina Aganović

R6-07 599

POSLOVANJE ELEKTROPRIVREDE CRNE GORE NA BILATERALNOM I ORGANIZOVANOM TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE

MONTENEGRIN ELECTRIC ENTERPRISE ACTIVITIES IN THE OTC MARKET AND POWER EXCHANGES

Božana Miljanić-Marušić; Maja Rašković

R6-08 ..... **607**
RAZVOJ I FUNKCIONISANJE BERZANSKOG TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE U CRNOJ GORI
DEVELOPMENT AND OPERATION OF POWER EXCHANGE MARKET IN MONTENEGRO
Nikola Beljkaš; Filip Zindović; Dejan Drašković

R6-09 ..... **615**
ULOGA OPERATORA DISTRIBUTIVNOG SISTEMA U PROCESU ADMINISTRACIJE GARANCIJA POREKLA
THE ROLE OF DSO IN THE PROCESS OF ADMINISTRATION OF GUARANTEES OF ORIGIN
Nikola Tošić; Dušan Vućić; Marko Zarić

R6-10 ..... **621**
IZGRADNJA NAPREDNE MJERNE INFRASTRUKTURE U REPUBLICI HRVATSKOJ
THE IMPLEMENTATION OF ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE IN THE REPUBLIC OF CROATIA
Danijela Žaja; Ivica Hadjina; Ivica Penić

R6-11 ..... **630**
UPOREDNA ANALIZA I MOGUĆNOSTI UNAPREĐENJA POLOŽAJA KUPACA-PROIZVOĐAČA U CRNOJ GORI I REPUBLICI SRBIJI
COMPARATIVE ANALYSIS AND POSSIBILITIES OF IMPROVING THE STATUS OF PROSUMERS IN MONTENEGRO AND THE REPUBLIC OF SERBIA
Dunja Grujić; Dušan Vućić; Miloš Kuzman

R6-12 ..... **639**
ENERGETSKI PORTFOLIO SRBIJE SA GLEDISTA ENERGIJE IZ OIE PREUZETE IZ DOS I NA VN MREZI SRBIJE
THE ENERGY PORTFOLIO OF SERBIA FROM THE POINT OF VIEW OF ENERGY FROM RES TAKEN FROM DOS AND ON THE HV NETWORK OF SERBIA
Vladimir Grujić

R6-13 ..... **647**
ISKUSTVA OPERATORA DISTRIBUCIJSKOG SUSTAVA U ENERGETSKOJ TRANZICIJI
EXPERIENCES OF DISTRIBUTION SYSTEM OPERATOR IN THE ENERGY TRANSITION
Zdravko Lipoščak; Tomislav Klišanin; Goran Strmečki; Ivan Dundović

R6-14 ..... **656**
SMANJENJE POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE KUPACA IZ KATEGORIJE DOMAĆINSTVO PRIMENOM ZAKLJUČKA VLADE REPUBLIKE SRBIJE
REDUCTION OF ELECTRICITY CONSUMPTION OF CUSTOMERS FROM THE HOUSEHOLD CATEGORY BY IMPLEMENTING THE CONCLUSION OF THE GOVERNMENT OF THE REPUBLIC OF SERBIA
Jadranka Ristić

R6-15 ..... **663**
TRANSFORMACIJA SAP ERP SISTEMA U ELEKTROPRIVREDI BOSNE I HERCEGOVINE
TRANSFORMATION OF SAP ERP SYSTEM IN ELEKTROPRIVREDA OF BOSNIA AND HERZEGOVINA
Selma Kovačević; Adnan Kraljić; Tarik Kraljić

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R1-01

ODRŽAVANJE KOMPETENCIJE KONTROLNOG TELA ZA OVERAVANJE BROJILA ELEKTRIČNE ENERGIJE

MAINTAINING THE COMPETENCE OF THE CONTROL BODY FOR VERIFICATION ELECTRICITY METERS

Tatjana CINCAR – VUJOVIĆ, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, Srbija
Ivana NARANČIĆ, Dejan RADOSAVLJEVIĆ, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Razvijena metrologija u privredi doprinosi poboljšanju kvaliteta proizvoda i poboljšanju konkurentnih sposobnosti na tržištu.
Ispunjavanjem propisanih zahteva za brojila električne energije trebalo bi da se obezbedi visok nivo zaštite, a ocenjivanjem usaglašenosti brojila električne energije trebalo bi da se obezbedi visok nivo poverenja.
Uspostavljanje i održavanje metrološkog sistema u državi, ogleda se u prepoznavanju i prihvatanju rezultata merenja. U tom smislu, međulaboratorijska poređenja i ispitivanja osposobljenosti su veoma važan aspekt kontrole kvaliteta rezultata merenja i nedvosmislena potvrda kompetentnosti laboratorija.
Tehnička osposobljenost 17 laboratorija za kontrolisanje/overavanje brojila električne energije u Elektrodistribuciji Srbije, potvrđuje se održavanjem akreditacije po zahtevima standarda ISO/IEC 17020.
Osiguranje poverenja i pouzdanost rezultata merenja laboratorija Elektrodistribucije Srbije na poslovima ocenjivanja usaglašenosti brojila električne energije sa propisanim tehničkim i metrološkim zahtevima, obezbeđuje se međulaboratorijskim poređenjima.
U radu su prikazani rezultati međulaboratorijskih poređenja koje je sprovela Elektrodistribucija Srbije u periodu od 2020. do 2023. godine.

Ključne reči: električna energije, poređenje, merna nesigurnost

SUMMURY

Developed metrology in the economy contributes to the improvement of product quality and the improvement of competitive abilities on the market.
Meeting the prescribed requirements for electric energy meters should ensure a high level of protection, and assessing the conformity of electric energy meters should ensure a high level of confidence.
The establishment and maintenance of the metrological system in the country is reflected in the recognition and acceptance of measurement results. In this sense, inter-laboratory comparisons and proficiency tests are a very important aspect of quality control of measurement results and an unequivocal confirmation of laboratory competence.
The technical competence of 17 laboratories for controlling/verification electricity meters in the Electricity Distribution of Serbia is confirmed by maintaining accreditation according to the requirements of the ISO/IEC 17020 standard.
Ensuring trust and reliability of the measurement results of the laboratories of Elektrodistribucija Srbija in the tasks of assessing the compliance of electricity meters with prescribed technical and metrological requirements is ensured by inter-laboratory comparisons.
The paper presents the results of inter-laboratory comparisons conducted by Elektrodistribucija Srbije in the period from 2020 to 2023.

Key words: electrical energy, comparison, uncertainty of measurement

Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd – Novi Beograd, Bulevar umetnosti 12, Srbija
Elektrodistribucija Srbije ltd. Belgrade - Novi Beograd, Bulevar umetnosti 12, Serbia

UVOD

Međulaboratorijsko poređenje (*interlaboratory comparision* - ILC) je organizovanje izvođenja i vrednovanja rezultata merenja istih ili sličnih mernih sredstava koje su sprovele dve ili više laboratorija u skladu sa unapred utvrđenim uslovima.
Ispitivanje osposobljenosti (*Proficiency testing* - PT) je utvrđivanje sposobnosti laboratorija za ispitivanje/etaloniranje, za specifična ispitivanja ili merenja, pa i kontrolisanja, kroz učestvovanje u međulaboratorijskim poređenjima.
Polazeći od činjenice da su međulaboratorijska poređenja jedan od najznačajnijih kriterijuma za procenu uporedivosti rezultata merenja, ona su neminovna i pri utvrđivanju i osiguranju poverenja u rezultate merenja, akreditovanih laboratorija za kontrolisanje za obezbeđenje prepoznavanje i prihvatanje rezultata merenja.
Oslanjajući se na iskustva u međulaboratorijskim poređenjima sa Nacionalnom Metrološkom Institucijom (NMI), laboratorije za kontrolisanje brojila električne energije u Elektrodistribuciji Srbije su, u skladu sa propisanim zahtevima i preporukama zasnovanim na međunarodnim standardima, preporukama i smernicama, same organizovale međulaboratorijska poređenja.

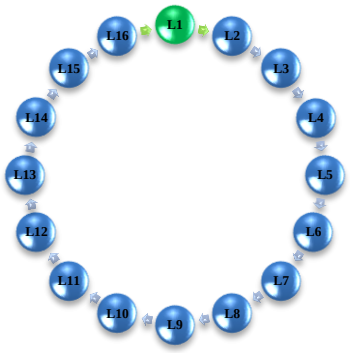
PRIPREMA I IZBOR PT ŠEME

Kako su za realizaciju međulaboratorijskih poređenja neophodna osnovna znanja iz oblasti merne nesigurnosti, za zaposlene u laboratorijama Elektroditribucije Srbije, juna 2020. godine, sprovedena je obuka i radionica.
Kroz obuku su prepoznati elementi merne nesigurnosti i njihovi pojedinačni doprinosi na proširenu mernu nesigurnost merenja električne energije, a predstavljanjem rezultata merenja kroz budžet merne nesigurnosti, rezultat merenja dobija značaj dobrog kvaliteta merenja.
U radionici su polaznici obuke, na zadatim konkretnim primerima, uspešno izračunali elemente merne nesigurnosti (tip A i tip B). Merna nesigurnost tip A je statistička obrada podataka, određuje se statističkom analizom niza ponovljenih merenja i, po pravilu za broj merenja ≥ 10, pridružuje se Gausova (normalna) raspodela. Merna nesigurnost tip B je teorijsko znanje i iskustvo eksperimentatora, podaci o uticaju parametara okruženja na merenje, kao što su specifikacija proizvođača, podaci o etaloniranju, uticaj okoline (temperatura), uticaj smetnji (elektromagnetskih, mehaničkih)... i, u najvećem broju slučajeva, pridružuje se ravnomerna (uniformna, pravougaona) raspodela koja predstavlja najnepovoljniji slučaj. Od međusobno nekorelisanih veličina, izračunavanjem broja stepeni slobode i faktora prekrivanja (obuhvata), određuje se ukupna kombinovana i proširena merna nesigurnost.
Dobra organizacija međulobaratorijskog poređenja podrazumeva izradu Protokola u kojem su definisani prirod i svrha PT šeme, artefakt, transport i rukovanje artefaktom, raspored izvršenja merenja i limitirano vreme izvođenja merenja u određenim mernim tačkama, te sprovođenje statističke analize rezultata merenja, evaluacije rezultata merenja, kriterijum za pozitivnu ocenu, kao i odgovornost za izradu nacrta i konačnog izveštaja o Rezultatima PT šeme.
Sve laboratorije, učesnice PT šeme, referišu vrednosti rezultata merenja i pridružene merne nesigurnosti. Proračun budžeta merne nesigurnosti sa detaljima merne nesigurnosti, sve laboratorije iskazuju u specifičnoj formi budžeta merne nesigurnosti, a za evaluaciju rezultata i proračun ekvivalentnosti rezultata merenja laboratorija učesnica, korišćen je E_n broj koji predstavlja količnik razlike rezultata laboratorije učesnice i referentne dogovorene vrednosti i kvadratnog korena sume kvadrata merne nesigurnosti laboratorije učesnice za odredjeni rezultat i kvadrata merne nesigurnosti usvojene referentne vrednosti.

REZULTATI MEĐULABORATORIJSKIH POREĐENJA

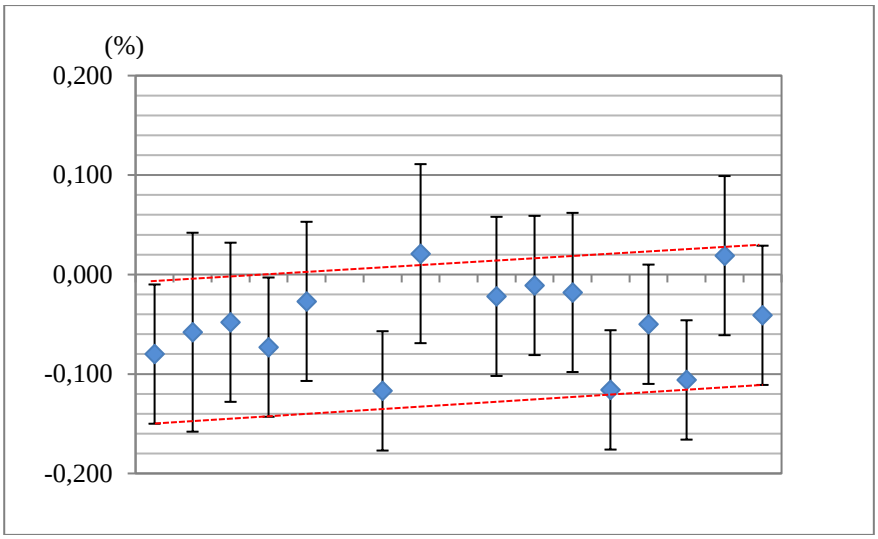
Prva interna PT šema u Elektrodistribuciji Srbije sprovedena je, oktobra 2020. godine, kao kružno poređenje 16 jednakih laboratorija, prikazano na slici 1, pri čemu je za dogovorenu referentnu vrednost izabrana jedna od 16 laboratorija, usvojena od učesnika poređenja jednakih (laboratorija L1) koja je imala ulogu pilot laboratorije, zbog čega je laboratorija L1 sprovela merenja na početku i na kraju interne PT šeme.

Slika 1 Interna PT šema – kružno poređenje



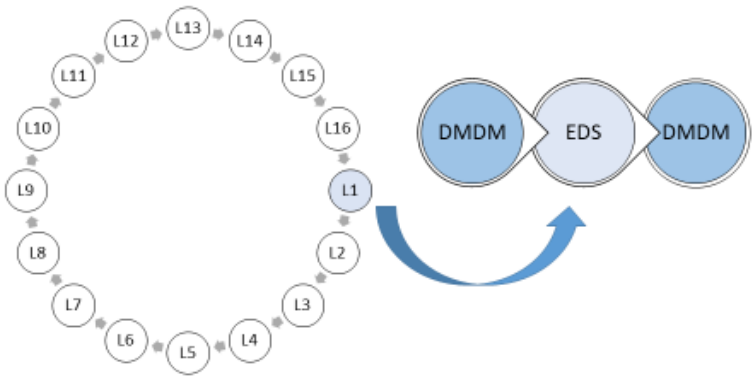
Rezultati proračuna E_n broja su pokazali da je apsolutna vrednost E_n broja, za sve laboratorije učesnice poređenja, manja od 1, čime je potvrđena ekvivalentnost. Na grafikonu 1 su prikazane izračunate vrednosti za ekvivalentnost za jednu od protokolom zadatih mernih tačaka.

Grafikon 1 Rezultati proračuna E_n za jednu zadatu mernu tačku



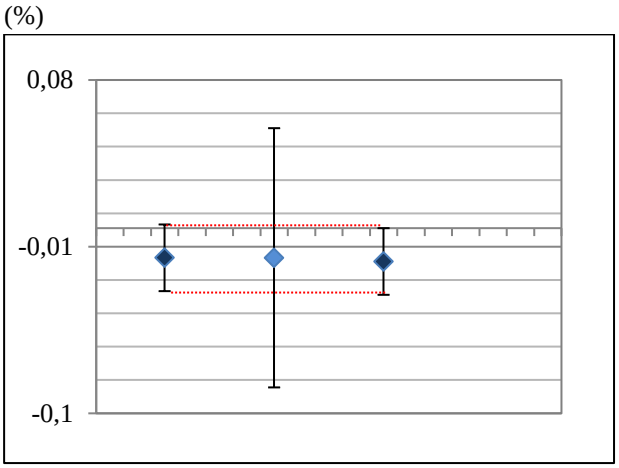
Iste godine, sprovedeno je bilateralno poređenje sa Nacionalnom Metrološkom Institucijom (NMI) (Direkcijom za mere i dragocene metale - DMDM), pri čemu je pilot laboratorija iz prethodne Interne PT šema imala ulogu referentne laboratorija Elektrodistribucije Srbije. Šema poređenja je prikazana na slici 2.

Slika 2 Šema poređenja

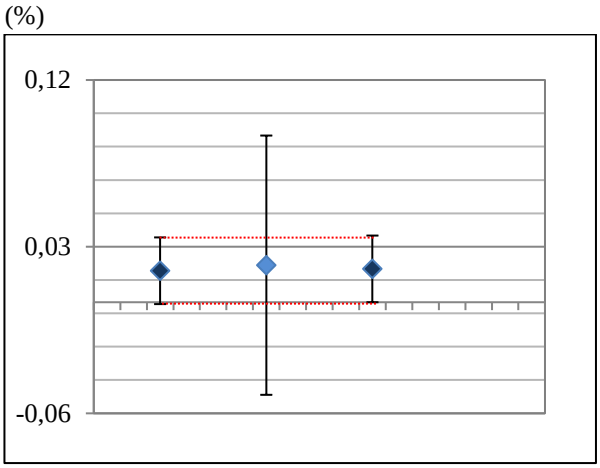


Na grafikonima 2 i 3 su prikazane izračunate vrednosti za ekvivalentnost za dve protokolom zadate merne tačke.

Grafikon 2 Ekvivalentnost za mernu tačku 1

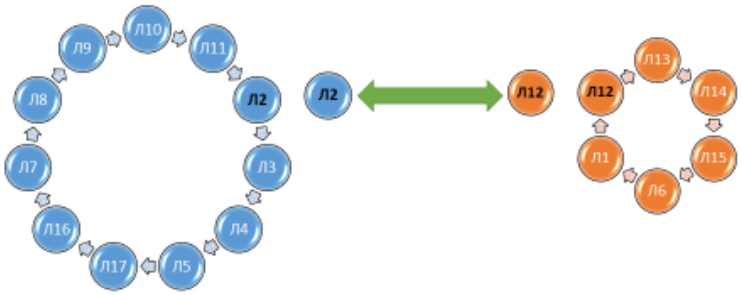


Grafikon 3 Ekvivalentnost za mernu tačku 3



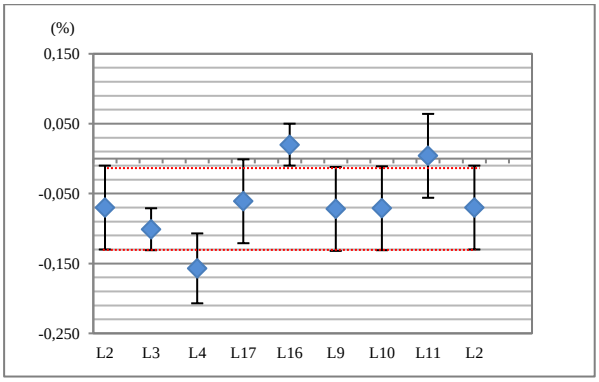
Kontrolno telo Elektrodistribucije Srbije je 2022. godine formiralo još jednu, sedamnaestu laboratoriju za kontrolisanje brojila električne energije, zbog čega je bilo potrebno dokazati ekvivalentnost rezultata merenja te novoformirane laboratorije. Imajući u vidu da laboratorije Elektrodistribucije Srbije imaju merno-ispitnu opremu dva različita proizvođača, sprovedena je interna PT šema, organizovana kao kružno poređenje "osmica", prikazano na slici 3, pri čemu "granu osmice" čine laboratorije koje koriste merno-ispitnu opremu istog proizvođača.

Slika 3 Interna PT šema – kružno poređenje ''osmica''

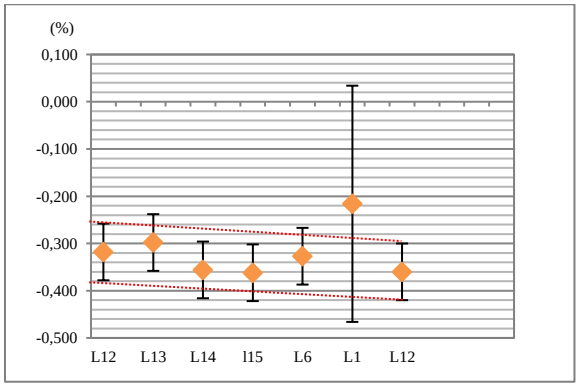


Za svaku ''granu osmice'' je izabrana dogovorena referentna vrednost i to L2 za kružno poređenje 11 jednakih laboratorije i L12 za kružno poređenje 6 jednakih laboratorija.
Na grafikonima 4 i 5 su prikazane izračunate vrednosti za ekvivalentnost za jednu od protokolom zadatih mernih tačaka, za svaku''granu osmice''.

Grafikon 4 Rezultati proračuna E_n za jednu protokolom zadatu mernu tačku, za prvu ''granu osmice''

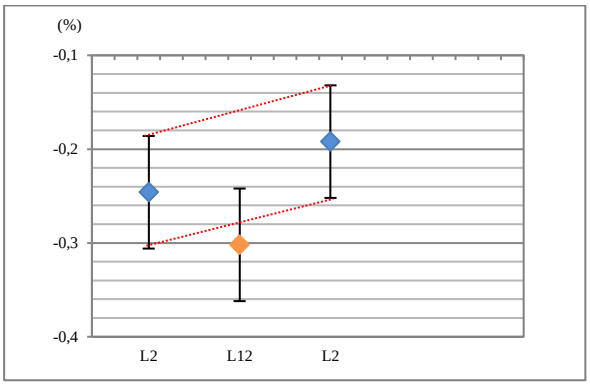


Grafikon 5 Rezultati proračuna E_n za jednu protokolom zadatu mernu tačku, za drugu ''granu osmice''

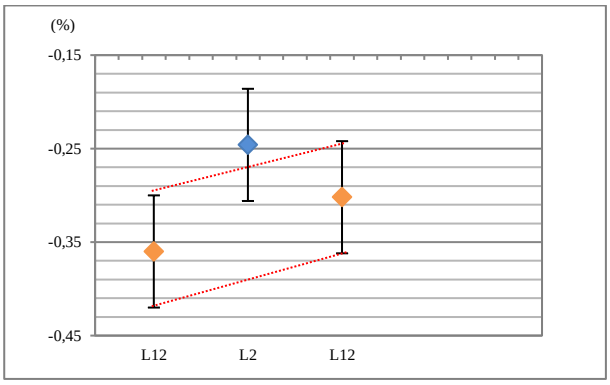


Nakon završetka kružnog poređenja prve i druge ''grane osmice'', pilot laboratorije svake ''grane osmice'', kao dve dogovorene referentne vrednosti L2 i L12, izvšile su dvostruko međulaboratorijsko poređenje. U jednom međulaboratorijskom poređenju L2 i L12, laboratorija L2 je imala ulogu referentne laboratorije, a u drugom međulaboratorijskom poređenju L2 i L12, laboratorija L12 je imala ulogu referentne laboratorije.
Na grafikonima 6 i 7 su prikazane rezultati proračuna E_n broja međulaboratorijskog poređenja dogovorenih referentnih vrednosti svake ''grane osmice''.

Grafikon 6 Rezultati proračuna E_n za jednu protokolom zadatu mernu tačku, za pilot L2

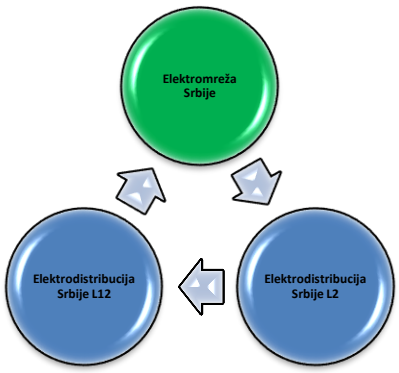


Grafikon 7 Rezultati proračuna E_n za jednu protokolom zadatu mernu tačku, za pilot L12

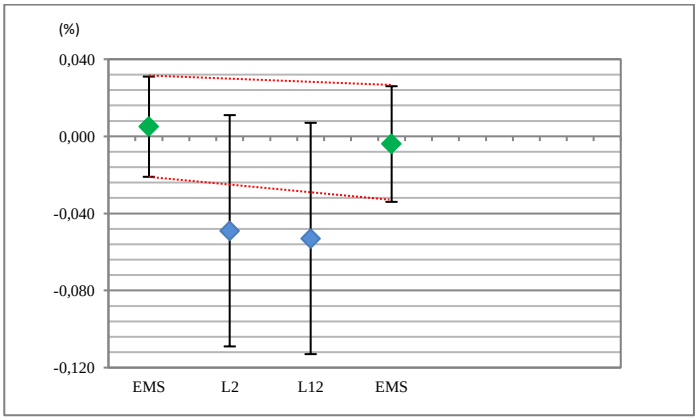


Ekvivalencija rezultata merenja električne energije u laboratoriji Elektromreže Srbije i laboratorijama Elektrodistribucije Srbije potvrđena je međulaboratorijskim poređenjem, eksternom PT šemom, koja je sprovedena januara 2023. godine. Od 17 jednakih laboratorija Elektrodistribucije Srbije, dve laboratorije L2 i L12, koje su u prethodnoj internoj PT šemi imale ulogu pilot laboratorije, svaka u svojoj "grani osmice", u međulaboratorijskom poređenju sa laboratorijom Elektromreže Srbije imaju uloge referentnih laboratorija Elektrodistribucije Srbije. Eksterna PT šema, kružno poređenje laboratorija Elektrodistribucije Srbije sa laboratorijom Elektromreže Srbije prikazno je na slici 4, a na grafikonu 8 su prikazani rezultati proračuna E_n broja, za jednu protokolom određenu mernu tačku.

Slika 4 Međulaboratorijsko poređenje – eksterna PT šema

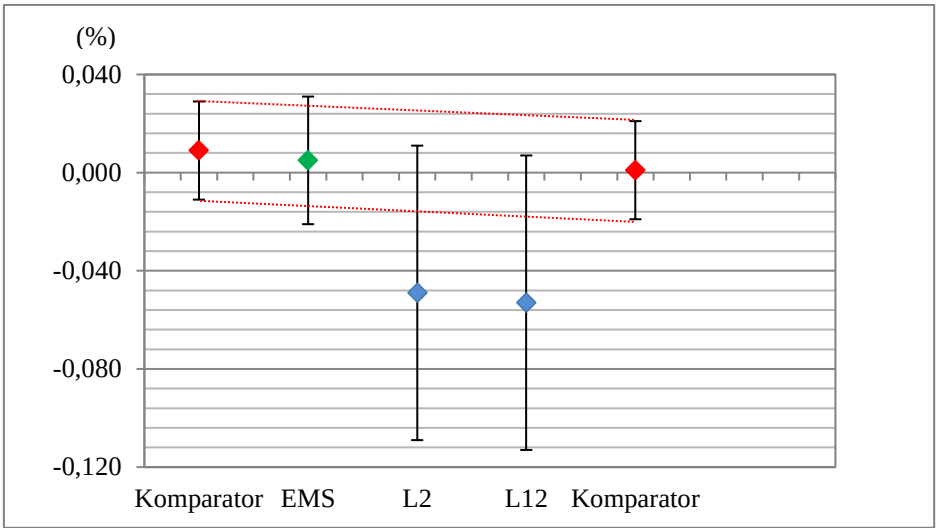


Grafikon 8 Rezultati proračuna E_n broja



Posebna vrednost ovog međulaboratorijskog poređenja (eksterne PT šeme) se ogleda u dodatno sprovedenom "kontrolnom" merenju na komparatoru, čija je sledljivost 1:1 u odnosu na nacionalni etalon električne energije Republike Srbije. Na grafikonu 9 su prikazani rezultati proračuna E_n broja, u odnosu na komparator, za jednu protokolom određenu mernu tačku.

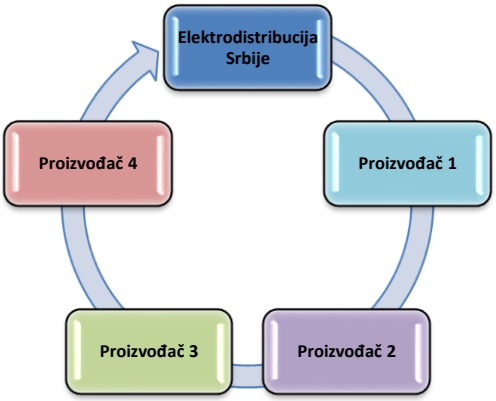
Grafikon 9 Rezultati proračuna E_n broja u odnosu na komparator



Imajući u vidu intenzivan rad Elektrodistribucije Srbije na unapređenju elektrodistributivne mreže i korišćenje digitalnih tehnologija, u sistem se implementiraju pametna brojila električne energije sa integrisanim pristupom očitavanja izmerenih veličina sa svih brojila električne energije.

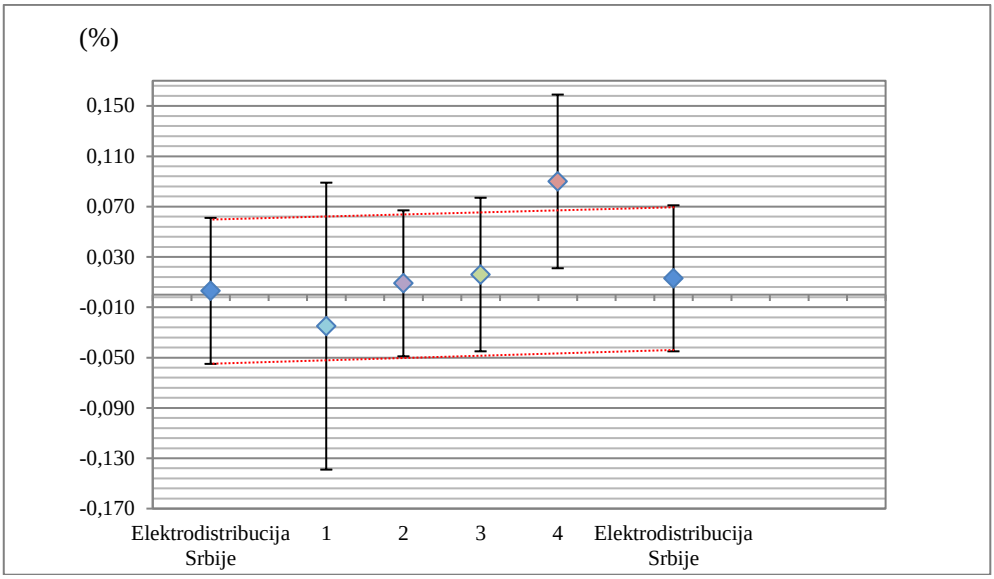
U cilju uspostavljanja veze između rezultata merenja električne energije brojila različitih domaćih proizvođača, Elektrodistibucija Srbije je, aprila 2023. godine, sprovela međulaboratorijsko poređenje – eksternu PT šemu sa proizvođačima brojila električne energije. Eksterna PT šema je organizovana kao kružno poređenje, prikazano na slici 5, a pilot laboratorija je bila jedna izabrana laboratorija od 17 jednakih laboratorija Elektrodistribucije Srbije, koja je u eksternoj PT šemi bila dogovorena za referentnu vrednost.

Slika 5 Eksterna PT šema – kružno poređenje



Rezultati eksterne PT šeme, prikazani na grafikonu 10, su pokazali da je apsolutna vrednost E_n broja, u odnosu na dogovorenu referentnu vrednost Elektrodistribucije Srbije, manja od 1, čime je potvrđena ekvivalentnost rezultata merenja električne energije u različitim kompetentnim laboratorijama.

Grafikon 10 Rezultati proračuna E_n broja



ZAKLJUČAK

Svakodnevno suočavanje sa zahtevima za pouzdano snabdevanje električnom energijom, energetsku efikasnost i kvalitet električne energije, podrazumeva organizovani sistem praćenja svih procesa u lancu tokova električne energije, a njihovo sagledavanje i analiza sa aspekta različitih kvantitativnih i kvalitativnih parametara, stvara uslove za preduzimanje odgovarajućih mera i aktivnosti.

Povećanje efikasnosti zahteva razvoj infrastrukture koja podrazumeva odgovarajuću tačnost i pouzdanost merenja. Razvoj postojećih i primena novih tehnologija treba da omogući ostvarivanje ovih ciljeva.

Organizovanje i sprovođenje međulaboratorijskih poređenja, internih i eksternih PT šema, je važan aspekt kontrole kvaliteta rezultata merenja svih laboratorija za kontrolisanje brojila u Elektrodistribuciji Srbije i nedvosmislena potvrda kompetentnosti svih tih laboratorija.

Sva međulaboratorijska poređenja, interne i eksterne PT šeme, su u svemu sprovedene u skladu sa ISO/IEC 17043 i ILAC-G13.

Evaluacija rezultata svakog sprovedenog međulaboratorijskog poređenja je pokazala da je apsolutna vrednost E_n broja manja od 1, čime je dokazana ekvivalentnost metoda i rezultata merenja. Obezbeđenje prepoznavanja i prihvatanja rezultata merenja, utvrđuje i osigurava poverenje u rezultat merenja.

Dodatna korist svakog međulaboratorijskog poređenja, interne ili eksterne PT šeme je u procenjivanju performansi laboratorija i utvrđivanju sposobnosti svake laboratorije za specifična merenja električne energije. Laboratorije Elektrodistribucije Srbije su u stanju postignute tačnosti i pouzdanosti merenja koji su potrebni za dobijanje valjanog rezultata. Internim PT šemama, Elektrodistribucija Srbije dokazuje ekvivalentnost rezultata merenja električne energije u svojih 17 jednakih laboratorija. Bilateralnim poređenjem sa DMDM dokazuje ekvivalentnost rezultata merenja električne energije sa NMI Srbije, a kroz učešće NMI Srbije u ključnim poređenjima u okviru Evropske Asocijacije Nacionalnih Metroloških Instituta (The European Association of National Metrology Institutes – EURAMET), vezuje svaki rezultat merenja električne energije sa Međunarodnim Biroom za Tegove i Mere (International Bureau of Weights and Measures – BIPM). Međulaboratorijskim poređenjem sa EMS, Elektrodistribucija Srbije dokazuje ekvivalentnost rezultata merenja električne energije na mestima primopredaje električne energije iz prenosnog u distributivni sistem. Eksternom PT šemom sa proizvođačima brojila električne energije, Elektrodistribucija Srbije dokazuje verodostojnost rezultata merenja svakog proizvođača čija se brojila električne energije nalaze na mreži i u upotrebi u distributivnom sistemu Srbije. Posebna korist ove eksterne PT šeme je njen međunarodni značaj, imajući u vidu upoređivanje rezultata merenja između laboratorija koje su, u skladu sa zahtevima referentnog standarda ISO/IEC 17020 akreditovane od strane Akreditacionog tela Srbije (ATS) za učesnice poređenja iz Srbije i od strane Bosanskog Akreditacionog tela (BATA) za učesnice poređenja iz Bosne i Hercegovine.

Osim dokazivanja tehničke kompetentnosti, to je i dodatna mogućnost za stalno napredovanje i potvrđivanje mogućnosti merenja primenom najboljih mernih tehnika i najtačnije merne opreme.

Akreditaciono telo Srbije prepoznaje učinak međulaboratorijskih poređenja i ispitivanja ospoboljenosti tela za ocenjivanje usaglašenosti i ohrabruje tela za ocenjivanje usaglašenosti da učestvuju ili sami organizuju ovakve aktivnosti, kao značajan mehanizam obezbeđenja poverenja u kvalitet rezultata merenja.
U osnovnom cilju zaštite potrošača, Elektrodistribucija Srbije je snažno orijentisana prema ekonomskim posledicama merenja. Održavanje kompetencije laboratorija Elektrodistribucije Srbije daje podršku korporativnom imidžu i poboljšanju vidljivosti među operatorima distributivnih sistema u regionu i u Evropi.

LITERATURA

1. ISO/IEC 17043 Ocenjivanje usaglašenosti - Opšti zahtevi za ispitivanje osposobljenosti
2. JCGM 100 Guide to the expression of uncertainty in measurement, Evaluation of measurement data
3. ILAC-G13:08/2007 ILAC Guidelines for the Requirements for the Competence of Providers of Proficiency Testing Schemes
4. EA-4/02 M: 2022 Evaluation of the Uncertainty of Measurement in calibration
5. Izveštaj o rezultatima Interne PT šeme, Sektor za kontrolisanje merila EE, Elektrodistribucija Srbije, oktobar 2020.
6. Izveštaj o rezultatima bilateralnog poređenja sa DMDM, Sektor za kontrolisanje merila EE, Elektrodistribucija Srbije, novembar 2020.
7. Izveštaj o rezultatima Interne PT šeme, Sektor za kontrolisanje merila EE, Elektrodistribucija Srbije, oktobar 2021.
8. Izveštaj o rezultatima Interne PT šeme (prva grana osmice), Sektor za kontrolisanje merila EE, Elektrodistribucija Srbije, septembar 2022.
9. Izveštaj o rezultatima Interne PT šeme (druga grana osmice), Sektor za kontrolisanje merila EE, Elektrodistribucija Srbije, septembar 2022.
10. Izveštaj o rezultatima međulaboratorijskog poređenja dogovorenih referentnih vrednosti prve i druge grane osmice – interne PT šeme, Sektor za kontrolisanje merila EE, Elektrodistribucija Srbije, oktobar 2022.
11. Izveštaj o rezultatima međulaboratorijskog poređenja između Elektromreže Srbije i Elektrodistribucije Srbije – eksterna PT šema, Sektor za kontrolisanje merila EE, Elektrodistribucija Srbije, januar 2023.
12. Izveštaj o rezultatima međulaboratorijskog poređenja – eksterna PT šema, Sektor za kontrolisanje merila EE, Elektrodistribucija Srbije, april 2023.
13. T. Cincar-Vujović, I. Narančić, D. Radosavljević, Z. Maksimović, P. Deak „Poređenje laboratorija za kontrolsanje brojila električne energije u Elektrodistribuciji Srbije", XII Savetovanje o elektrodistributivnim mrežama Srbije, CIRED, 30.8. do 3.9.2021. Vrnjačka Banja
14. T. Cincar-Vujović, I. Narančić, D. Radosavljević, Z. Maksimović, P. Deak „Bilateralno poređenje između Kontrolnog tela Elektroditribucije Srbije i Nacionalne Metrološke Institucije", XIII Savetovanje o elektrodistributivnim mrežama Srbije, CIRED, 12.9. do 16.9.2022. Kopaonik

Broj rada: R1-02

OPTIMIZACIJA MAPIRANJA NISKONAPONSKE MREŽE UPOTREBOM DRONA SA LiDAR SENZOROM

A.Bundalo, ZP "ELEKTROKRAJINA" a.d. Banja Luka, Republika Srpska, BiH

B. Šukalo, ZP "ELEKTROKRAJINA" a.d. Banja Luka, Republika Srpska, BiH

D. Koprena, ZP "ELEKTROKRAJINA" a.d. Banja Luka, Republika Srpska, BiH

APSTRAKT

Rad se bavi eksperimentalnim analiziranjem LiDAR (*Light Detection and Ranging*) metodologije za mapiranje niskonaponske mreže, na području koju pokriva ZP Elektrokrajina Banja Luka. Korištenjem drona, LiDAR senzora i RGB kamere, LiDAR tehnologija (koja se oslanja na lasersko skeniranje za stvaranje detaljnih prostornih podataka) nudi prednost u mapiranju i prikupljanju kompleksnih informacija i prostornih podataka. U radu će se istražiti uticaj različitih operativnih parametara LiDAR senzora - uključujući talasnu dužinu, režim povratka signala, stopu uzorkovanja i režim skeniranja - na kvalitet i preciznost prikupljenih informacija u mapiranju prostornih objekata (na primjeru nadzemne niskonaponske mreže Elektrokrajine). Kroz eksperimentalni pristup, biće izveden veći broj test letova u različitim uslovima osvjetljenja (dan i noć), i koristeći različite režime povratka signala (single i triple), kao i različite smjerove leta u odnosu na orjentaciju mreže. Rezultati će pokazati da li noćni letovi, bez uticaja sunčeve svjetlosti, omogućavaju i u kojoj mjeri eventualno poboljšavaju detekciju i mapiranje dalekovoda (zbog šuma koji se pojavljuje zbog uticaja sunčeve refleksije). Rad će pokazati da li trostruki povratak signala (three echo) poboljšava sposobnost prodiranja kroz vegetaciju, i da li letenje paralelno sa mrežom omogućava detaljnije snimanje podataka. Ovim radom će se dobiti uvid o optimalnom načinu korištenja LiDAR sistema za specifične primjene mapiranja nadzemne niskonaponske mreže, u područjima sa kompleksnim uslovima okruženja (visoko rastinje, infrastrukturni objekti, stambeni objekti i sl.). Rezultati će imati značajne implikacije za primenu LiDAR tehnologije u planiranju i održavanju elektroenergetske infrastrukture.

Ključne riječi: LiDAR, Niskonaponska mreža, Dron, Mapiranje, Uslovi osvjetljenja

Aleksandar Bundalo, aleksandar.bundalo@elektrokrajina.com

Bojan Šukalo, bojan.sukao@elektrokrajina.com

Dragan.Koprena, dragan.koprena@elektrokrajina.com

1. UVOD U LiDAR TEHNOLOGIJU I NJENU PRIMJENU U ELEKTRODISTRIBUCIJI

Tehnološki napredak omogućava sve naprednije metode za mapiranje i analizu prostornih informacija. Integracija naprednih senzorskih tehnologija, kao što je LiDAR (*Light Detection and Ranging*), sa dronovima otvara mogućnosti u brzini prikupljanja podataka. Ovaj rad je orijentisan na upotrebu drona opremljenog sa LiDAR senzorom za mapiranje niskonaponske elektroenergetske mreže sa pogledom na izazove ali i mogućnosti koje se javljaju pri snimanju u različitim uslovima terena, osvetljenja i vegetacije.

Elektromagnetno zračenje, koje je osnova LiDAR tehnologije, podložno je različitim interakcijama sa okolinom, uključujući refleksiju, prelamanje i apsorpciju. Ove interakcije postaju značajne kada se snimanje vrši u različitim atmosferskim uslovima i različitim tipovima vegetacije. U dnevnim uslovima, sunčeva svjetlost može uticati na kvalitet snimljenih podataka, dok noćno snimanje pored problema koje ima u samom postupku, predstavlja prednost u smislu odsustva sunčevih smetnji. Pored toga, prisustvo vegetacije, kao što je lišće, može uticati na širenje i refleksiju elektromagnetnih talasa koje LiDAR emituje (*pogledati Sliku 2*.). Senzor emituje svjetlosne pulseve na talasnoj dužini od 905 nm, što je blizu infracrvenog spektra. Ova talasna dužina može dovesti do interferencije sa sunčevim elektromagnetnim zračenjem, koja takođe pokriva ovu talasnu dužinu.

U radu su analizirani i predstavljeni rezultati istraživanja uticaja različitih uslova osvjetljenja, dnevnog i noćnog snimanja na kvalitet LiDAR podataka, kao i uticaj prisustva vegetacije na kvalitet i pouzdanost podataka. Kombinujući terenske eksperimente i softverske analize, ovaj rad bi trebao da omogući razumijevanje interakcija između LiDAR senzora i okruženja, te da predloži optimizacije u metodologiji snimanja za poboljšanje kvaliteta podataka.

U sklopu ovog rada sprovedena su terenska testiranja na lokaciji STS Debeljaci 2, koja se nalazi u Banja Luci, koju pokriva Elektrokrajina. Ova testiranja su obavljena u različitim godišnjim dobima na istoj lokaciji, kako bi se utvrdio uticaj vegetacije na proces prikupljanja podataka. Osim toga, rađena su noćna snimanja da bi se stekao uvid kako različiti uslovi osvetljenja utiču na kvalitet prikupljenih LiDAR podataka u mapiranju niskonaponske elektroenergetske mreže. Pored toga, opisano je autonomno praćenje terena koje se koristi na terenima sa varijabilnom elevacijom, gdje standardni parametri ne bi bili advekatni za dobijanje kvalitetnih podataka.

2. KARAKTERISTIKE SENZORA

Zenmuse L1 je LiDAR senzor koji predstavlja integralni dio drona DJI Matrice 300 RTK. Ovaj senzor je dizajniran da omogući prostorno mapiranje i 3D skeniranje terena. Karakteristike Zenmuse L1 uključuju integraciju Livox Avia LiDAR modula, RGB (*Red,Green, Blue*) kamere i IMU (*Intertial Measurement Unit*) jedinice.

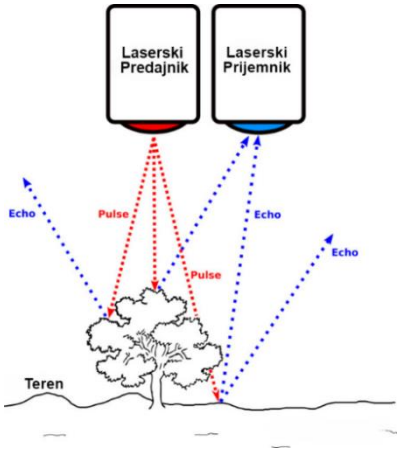
Slika 1. DJI Matrice 300 RTK

Senzor ima domet od 450 metara, sa mogućnošću detekcije objekata koji imaju 80% reflektivnosti. Sposobnost rada u uslovima bez svjetlosti, sa 0 kiloluxa omogućava njegovu upotrebu u noćnim uslovima. L1 može detektovati objekte na udaljenosti do 190 metara i kada je reflektivnost objekata smanjena na 10%, što ima prednost u uslovima kada je jako sunčevo osvjetljenje. Vremenom, usljed starosti i dugotrajne izloženosti vremenskim uslovima, reflektivnost betonskih i drvenih stubova opada u rasponu od 10% do 30%, postoji mogućnost da kao takvi neće biti detektovani pomoću senzora na dronu na pravilan način.

3. INTERAKCIJA LiDAR ZRAČENJA SA OKOLINOM

LiDAR sa svojim elektromagnetnim zračenjima uključuje interakciju sa okolnim elementima i tu interakciju je potrebno razumjeti - od atmosferskih uslova do tipova vegetacije ili materijala od kojih su objekti izgrađeni. Ova interakcija, koja uključuje refleksiju, prelamanje i apsorpciju zračenja, ima uticaj na kvalitet dobijenih podataka. Atmosferski uslovi, kao što su vlažnost, temperatura i prisustvo čestica u vazduhu, mogu uticati na širenje LiDAR zračenja, kao i na vrijeme povratka signala do senzora. Vegetacija utiče na LiDAR skeniranje, a gustoća lišća i vlažnost mogu varirati u refleksiji, što zahtjeva odredjenu metodologiju mapiranja za skeniranje niskonaponske mreže koja se nalazi ispod iste.

Optimizacija parametara LiDAR letova, uključujući visinu, brzinu i ugao skeniranja postaje obavezna u rješavanju ovog problema. Prilagođavanje ovih parametara omogućava bolji prodor zračenja kroz slojeve u mapiranju mreže i postizanja definisanih ciljeva.



Slika 2. Prijem i obrada signala LiDAR skenera

4. OPTIMIZACIJA PROCESA MAPIRANJA

Prije terenskih testiranja pripremljene su različite konfiguracije leta i LiDAR senzora koje utiču na kvalitet i tačnost podataka (*Tabela 1*.). Jedan od aspekata ovog rada bio je određivanje optimalne visine leta za snimanje niskonaponske mreže. Cilj je bio pronaći balans između potrebne rezolucije podataka i efikasnosti pokrivanja područja.

Letovi														Noćno			
Parametri	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	1	2	3	4
Visina (m)	35	35	35	35	35	35	28	31	35	33	35	35	35	35	35	35	35
Brzina (m/s)	3	3	4	4	3	4	3	3	3	4	4	4	4	4	4	3	3
Mod	NR	R	R	NR	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	NR	NR	R
Echo	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2
Frekvencija (kHz)	240	240	240	240	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	240	240
Gustina (p/m²)	2811	2697	2022	2108	1798	1348	1348	2247	2049	2733	2175	2050	2757	1361	1629	2811	2697
Preklapanje (%)	55	55	55	55	55	55	55	65	75	75	75	80	65	65	65	55	55
Vrijeme	4’36’’	4’36’’	4’14’’	4’14’’	4’36’’	4’14’’	4’35’’	4’31’’	4’31’’	6’16’’	4’8’’	6’15’’	4’13’’	4’13’’	4’13’’	4’36’’	4’36’’

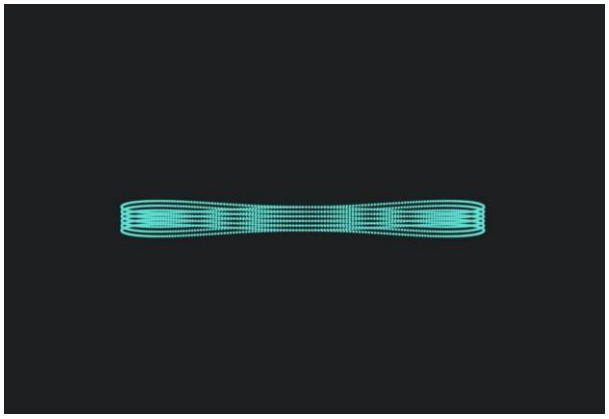
Tabela 1. Različite konfiguracije leta i parametara LiDAR senzora

U skeniranju niskonaponske mreže osnovni cilj je jasno prikazati stubove i provodnike. Previsok let u procesu mapiranja rezultuje nedovoljnom detaljnošću snimljenih podataka, dok prenizak let ograničava područje pokrivenosti i povećava rizik od prepreka. Nakon testiranja tehničkih mogućnosti senzora definisano je da se letovi dronom izvode na visini od 35 metara. Ova visina omogućava dovoljnu detaljnost za identifikaciju elemenata niskonaponske mreže dok istovremeno osigurava sigurnost drona i pokrivanje većeg područja. Uzimajući u obzir visinu leta i mod skeniranja, bilo je potrebno odrediti i optimalnu brzinu leta. Nakon obavljenih terenskih testiranja, zaključak je da brzina leta od 4 m/s optimalna za potrebe snimanja mreže. Ova brzina leta omogućava efektivno vreme rada sa dostupnom baterijom, a istovremeno smanjuje rizik od loše detaljnosti podataka što je posljedica prebrzog leta. Previše spora brzina leta može dovesti do nepotrebno dugog vremena leta i prekomjerene potrošnje baterije, ograničavajući obim područja koje je moguće pokriti u jednom letu. Dok nasuprot tome, brzina leta koja je prebrza može rezultovati površnim snimcima, nedovoljnom gustinom podataka i u krajnjoj liniji – umanjiti tačnost i pouzdanost dobijenih informacija. U okviru ovog rada testirani su različiti parametri LiDAR senzora. Sagledana su podešavanja senzora koja su direktno uticala na kvalitet skeniranih LiDAR podataka i prilagođeni su potrebama namjene ovog rada.
Analizirana su tri podešavanja koja imaju direktan uticaj na skeniranje:

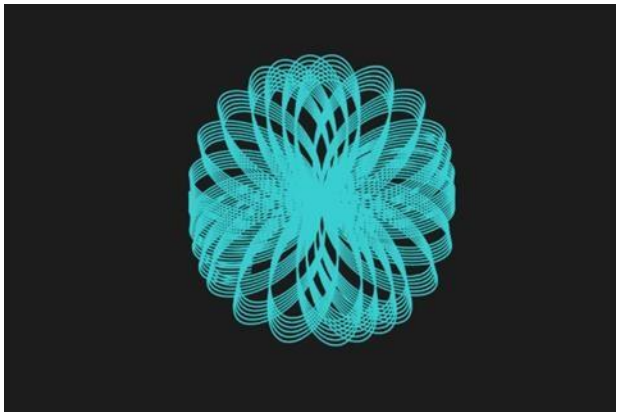
Režim povratka: Ovaj parametar određuje broj 'povrataka' (echo odbitaka) koji će biti zabeležen za svaki laserski impuls. Postoje opcije za jednostruki, dvostruki ili trostruki povratak ili odbitak. U vidu mapiranja područja sa vegetacijom veći broj povrataka omogućava senzoru bolje prodiranje kroz vegetaciju dok manji broj povrataka može u odredjenim slučajevima proizvesti jače i kvalitetnije povratne signale.

Stopa uzorkovanja: Ovaj parametar varira od 60kHz do 240kHz, zavisno od odabranog režima povratka. Predstavlja mjeru brzine prikupljanja podataka senzorom u određenom vremenskom periodu. Maksimalna izabrana stopa uzorkovanja smanjuje se sa povećanjem broja povrataka zbog ograničenja samog senzora.

Režim skeniranja: Postoje dvije opcije - repetitivno i nerepetitivno skeniranje. Repetitivno skeniranje pruža neprekidan ponavljajući obrazac skeniranja dok nerepetitivno skeniranje generiše nasumičan obrazac skeniranja.



Slika 3. Višestruko pokrivanje repetitivnim skeniranjem



Slika 4. Ne repetitivno snimanje

Repetitivno skeniranje se pokazalo optimalnijim za skeniranje niskonaponske mreže jer omogućava detaljniju detekciju provodnika (*Slika 3.Repetitivno skeniranje*).

Ne-repetitivni način skeniranja, pruža brže pokrivanje većih područja, manje je koristan u detekciji struktura i objekata. Promjenjivost u obrascima skeniranja dovodi do neujednačenosti podataka što direktno utiče na identifikaciju niskonaponske mreže (*Slika 4.*).

U *Tabeli 1* koja prikazuje sprovedena terenska ispitivanja na lokaciji STS Debeljaci 2, prikazane su različite konfiguracije leta. Let broj 7 karakteriše niz parametara koji direktno utiču na kvalitet i način prikupljanja podataka, a koji utiču na dalji proces obrade i klasifikacije niskonaponske infrastrukture. Let je realizovan na visini od 28 m sa brzinom od 3 m/s, koristeći R (repetitivni mod) skeniranja i 3 echo povratka. Ova konfiguracija leta je bila usmjerena na poboljšanje detaljnosti snimljenih podataka, međutim niža visina leta ograničava obuhvat terena, zahtjevajući potencijalno veći broj letova za kompletno pokrivanje područja.
Brzina leta od 3m/s omogućila sveobuhvatnije prikupljanje podataka, iako je uzrokovala duže trajanje misije i veću potrošnju baterije. U ovoj misiji je korišteno 3 echo odbitka zbog prisustva vegetacije i drugih prepreka i na taj način su dobijene višeslojne informacije o terenu. Ipak, ova metoda generiše veću količinu sirovih podataka koji zahtjevaju obradu, potencijalno usporavajući post-procesuiranje podataka. Testiran je repetitivni mod skeniranja koji je omogućio kontinuirano prikupljanje podataka, čime je postignuta konzistentnost, gdje se iste oblasti terena snimaju više puta. Iako ovaj pristup pomaže smanjenju grešaka i povećanju detaljnosti podataka, on rezultuje većim volumenom i zahtjevnijom samom obradom. Sledeći parametar koji je bio podešen je frekvencija skeniranja 160 kHz, koja je postavljena na maksimum u repetitivnom modu skeniranja, dok u dva odbitka je moguće povećati na više frekvencije koje omogućavaju brže prikupljanje podataka. Preklapanje 55% omogućava minimiziranje mrtvih zona u skeniranim podacima, postavljeno je na optimalno i nije preporučljivo postavljati ispod 50%, povećanje stepena preklapanja između letova ima direktan uticaj na trajanje leta i vrijeme prikupljanja podataka. Sa povećanjem preklapanja dron mora pokriti područje više puta što rezultuje dužim vremenom potrebnim za završetak misije. Podaci u tabeli 1 pokazuju da se povećanjem preklapanja sa 55% na 75% i 80%, vrijeme leta povećava od 4′14’’ do 6′16 ’’.

5. ORIJENTACIJA LETA

Testiranje se fokusiralo na dva pristupa letenju: linijski let usmjeren jug-sjever i poligonski let usmjeren istok-zapad. Linijski let jug-sjever izveden je paralelno s niskonaponskom mrežom, omogućio je kontinuirano praćenje infrastrukture bez prekida. Ovaj metod leta osigurava direktan vidik na mrežu, minimalizirajući prepreke i sjenčenje koje mogu biti uzrokovane okolnim objektima i vegetacijom. Snimanje je izvršeno 28. decembra u 09:40 sati, kada je zabilježena sunčeva radijacija od 1660 W/m² (Tabela 2.). U ovom vremenskom periodu sa nižim nivoom radijacije, senzor nije bio izložen visokim nivoima direktnog sunčevog zračenja, što je doprinijelo odsustvu šuma u LiDAR podacima i omogućilo optimalno snimanje.

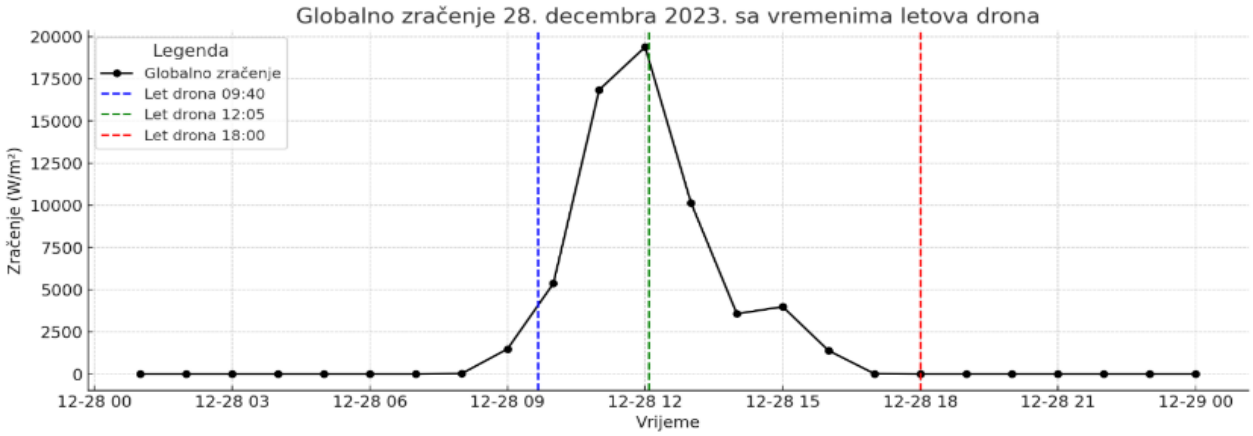
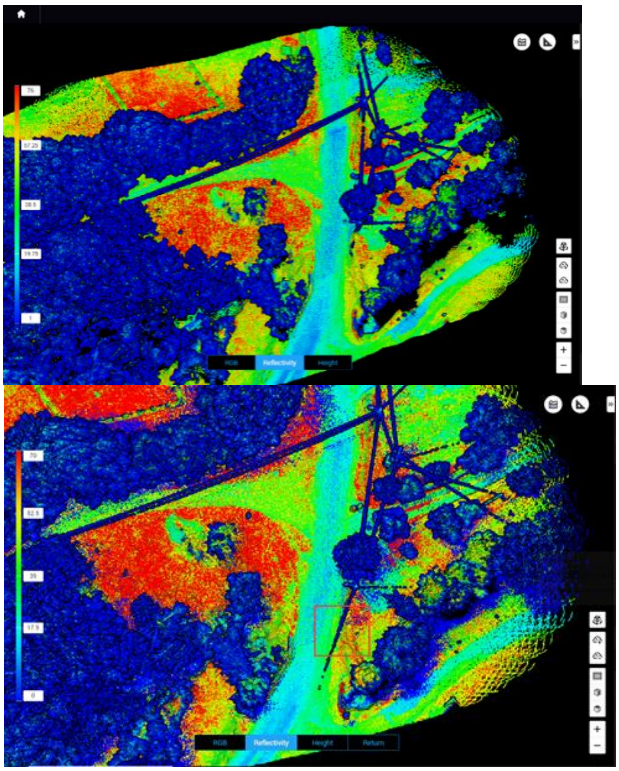


Tabela 2. Prikaz podataka globalnog zračenja sa poredjenjem vremenom leta

Za razliku od linijske metode, poligonski let istok-zapad realizovan takođe 28. decembra, odvijao se u vrijeme kada je sunčeva radijacija bila na svojoj najvišoj tački, dostižući 17645 W/m² u podne. Ovo intenzivno sunčevo zračenje imalo je direktan uticaj na povećanje šuma u LiDAR podacima, a posebno je bilo izraženo na željezno rešetkastoj trafostanici STS Debeljaci 2 sa visokim reflektivnim karakteristikama. Razlog leži u karakteristikama albeda materijala od kojih je trafostanica izgrađena. Metalne površine trafostanice reflektuju veću količinu sunčevog zračenja stvarajući jači signal povratka koji LiDAR senzor interpretira kao šum. Ovaj efekt je dodatno pojačan visokom razinom sunčeve radijacije u podne kada je snimanje na datoj lokaciji obavljeno. Testiranja linijskog i poligonskog snimanja rađena u istim uslovima osvjetljenja i sunčeve radijacije pokazali su kako neujednačeni uglovi padanja sunčevih zraka utiču na LiDAR snimanja, dok linijski let ostaje relativno konstantan u izloženosti sunčevim zracima poligonska metoda snimanja zbog svoje česte promjene orjentacije leta je pod uticajem sunčevih zraka koje padaju pod različitim uglovima na senzor. Uzimajući u obzir rezultate, metod linijskog leta jug-sjever pakazao se kao najbolji pristup u mapiranju niskonaponske mreže, naročito u jutarnjim satima kada je sunčeva radijacija svedena na minimum. Ovaj način leta omogućava dobru vidljivost, smanjujući izloženost senzora direktnom uticaju sunčevih zraka čime se smanjuje rizik od sjene i šuma u podacima.



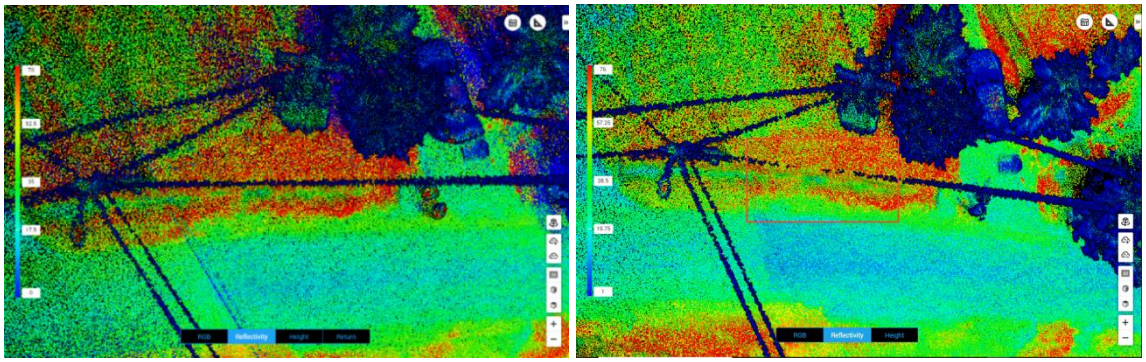
Slika 5. Nedetektovani kabl u dnevnom snimanju

Slika 6. Kabal detektovan noćnim letom

6. NOĆNO SKENIRANJE

Isto područje je snimano i tokom dana i tokom noći kako bi se utvrdilo kako različiti uslovi osvetljenja utiču na kvalitet LiDAR podataka (*Slika 5. i Slika 6.*) . Bilo je potrebno analizirati kako noćni uslovi bez prisustva direktnog sunčevog svjetla utiču na tačnost ali i detaljnost podataka za potrebe snimanja niskonaponske mreže.

Noćno snimanje iako pruža eliminisanje sunčeve radijacije zahtijeva pripremu i poznavanje terena. U uslovima smanjene vidljivosti potrebno je unaprijed imati informacije o potencijalnim preprekama na terenu budući da standardni vizuelni senzori i FPV (*First-Person View*) kamera ne pruža vidljivost za manevrisanje dronom. Iako GPS navigacija ostaje glavna u načinu orijentacije, potrebno je posjedovati iskustvo i vještine u upravljanju dronom u takvim uslovima gdje senzori za izbjegavanje prepreka ne funkcionišu kao u dnevnim uslovima. U uslovima smanjene vidljivosti potrebno je oslanjati se na napredne navigacione sisteme drona. To podrazumjeva korištenje GPS-a i drugih senzora za određivanje pozicije i putanje leta. Za noćno snimanje obavezno je korištenje anti-kolizijskih svjetala. Ova svjetla su neophodna za povećanje vidljivosti drona kako za operatera tako i za druge učesnike u vazdušnom prostoru.



Slika 7. Komparativni prikaz noćnih i dnevnih podataka

Noćni letovi su planirani i izvedeni 28. decembra u 18:00 sati. Tokom ovih letova osnovni faktor je bilo odsustvo sunčeve svjetlosti stvarajući uslove za LiDAR skeniranje bez smetnji sunčevog zračenja.
Nocni letovi su za razliku od dnevnih imali isključenu funkciju prikupljanja RGB podataka. Ovaj pristup snimanju je omogućio da se fokus senzora usmjeri isključivo na LiDAR podatke. Takva koncentracija na jedan vid senzorskih informacija uklonila je potencijalne vizualne smetnje čime je osigurana veća tačnost u prikupljanju podataka. Repetitivni režim skeniranja sa tri *echo* odbitka i frekvencijom od 160kHz omogucio je prodiranje kroz vegetaciju i detektovanje niskonaponske mreže skrivene ispod lisne mase. Metoda sa tri *echa* pokazala se boljom u otkrivanju objekata pokrivenim vegetacijom, nasuprot njoj metoda snimanja sa samo jednim *echom* pokazala je svoje slabosti u istim uslovima, što je bilo i za očekivati. Metoda sa jednim *echom* nije omogućila snimanje podataka ispod slojeva vegetacije, što je dovelo do smanjene sposobnosti identifikacije elemenata mreže u područjima sa većom i gušćom vegetacijom. Ovaj nedostatak je posljedica osnovne karakteristike metode sa jednim *echom*, koja zabilježi samo prvi signal koji se vrati, ostavljajući sve ispod prvog sloja refleksije nevidljivim. Primjena noćnog LiDAR skeniranja iako nosi sa sobom potrebu za planiranjem i prilagođavanjem noćnim uslovima pokazala se kao korisna u mapiranju niskonaponske mreže i treba je uzeti u obzir u samom procesu prikupljanja podataka. Ovaj način rada zahtijeva određivanje tačne putanje leta drona. Letovi su omogućili bolje snimanje infrastrukturnih elemenata (*Slika 7.*) pokazujući koliko je bitno prilagođavanje operativnih mogućnosti za postizanje boljih rezultata u LiDAR mapiranju. Međutim, uprkos prednostima noćnog snimanja kada su u pitanju projekti koji zahtjevaju tačnost kao što je mapiranje niskonaponske mreže u blizini guste vegetacije, čine ove pripreme proceduralno težim. Tačnost i kvalitet podataka koji se dobijaju noćnim snimanjem se mogu postići dnevnim snimanjem u jutarnjim satima, a noćno snimanje koje zahtjeva dodatni trud i resurse koristiti u iznimnim projektima.

6.1 PRIMJENA FUNKCIJE TERRAIN FOLLOW

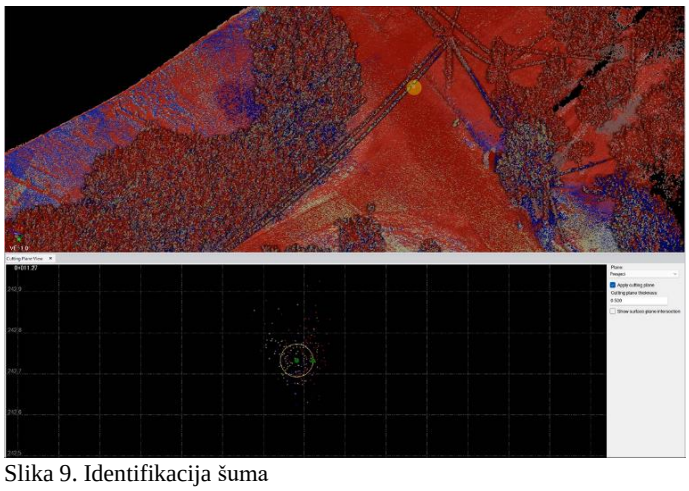
Srednjenaponske i niskonaponske mreže prolaze u dosta slučajeva kroz brdovite topografije sa promjenljivim elevacijama terena, gdje se u tim slučajevima implementira autonomno praćenje terena, kao što je "*terrain follow*" funkcija. Ova funkcija automatski prilagođava visinu leta drona na osnovu podataka iz digitalnog modela površine (DSM), omogućavajući usklađen let sa konturama terena. Sama funkcija je rizična i ne koristi se često i mnogi je izbjegavaju ali uz pravilna podešavanja pokazala se kao nezamjenjivom.
Prije početka leta, neophodno je kreirati DSM fajl i importovati ga u pripremljenu misiju (*Slika 8.*). Implementacija ovakve tehnologije povećava sigurnost samih snimanja, ali i poboljšava kvalitet prikupljenih

podataka omogućavajući snimanje na nižim visinama gdje su elementi kao što su provodnici i drveni stubovi zbog svoje niže reflektivnosti teži za detektovanje i snimanje.
Uz pomoć ove funkcije je moguće eliminisati rizike koje se tiču prepreka na nižim visinama u pogledu potencijalnih sudara sa objektima kao što su kuće ili drveće. Funkcija "*terrain follow*" zahtijeva kreiran DSM fajl koji će omogućiti dronu da prilagodi svoju visinu leta, izbjegavajući prepreke dok održava zadatu visinu iznad početne tačke polijetanja.
DSM fajlovi dostupni kroz *DJI Pilot 2* aplikaciju mogu biti zastarjeli i na taj način pružiti neprecizne i netačne informacije, što direktno utiče na samu funkciju i autonomni let. Za optimalne rezultate preporučuje se korištenje DSM-a kreiranog za planiranu misiju jer jedino se na taj način omogućava tačan autonomni let koji je u skladu sa stvarnim terenskim uslovima. Funkcija "terrain follow" potvrđena je u praksi na terenskoj lokaciji STS Debeljaci 2, koristeći prethodno kreiran DSM fajl. Tokom misije, dron je autonomno održavao konstantnu visinu od 35 metara, prateći teren koji se kretao od nadmorske visine 279 metara pa sve do 237 metara. Na ovaj način, dron je pratio konture terena, postupno se spuštajući prema najnižoj tački terena, dok je istovremeno bio na sigurnoj visini, čime je verifikovana funkcija u realnim uslovima.

Slika 8. Kreiran DSM Fajl za potrebe snimanja izlaza iz STS Debeljaci 2

7. UTVRĐIVANJE ŠUMA

Svaka tačka koju LiDAR senzor snimi odgovara tačnoj prostornoj lokaciji, sa svojim X, Y i Z koordinatama, pružajući trodimenzionalan prikaz terena ili objekata na njemu. Ove tačke, kada se skupljaju u velikom broju, formiraju oblak tačaka koji se koristi za stvaranje mapa ili modela terena. Međutim, sve tačke prikupljene LiDAR senzorom ne prikazuju stvarne karakteristike terena ili objekata. Pojava poznata kao 'šum' u LiDAR podacima odnosi se na one tačke koje ne predstavljaju stvarne objekte već su rezultat različitih uticaja kao što su refleksija sunčevih zraka od određenih materijala ili atmosferskih uslova.

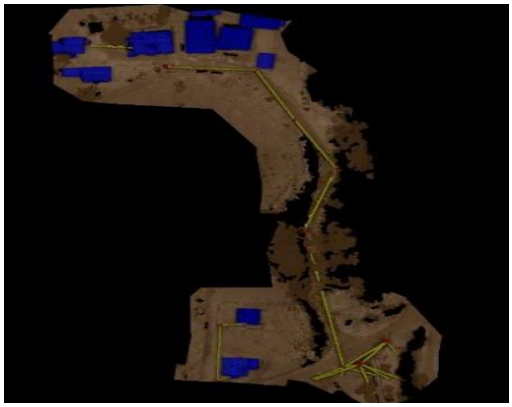

Slika 9. Identifikacija šuma

Analiza LiDAR podataka izvedena je sa ciljem da se utvrdi i analizira količine šuma u podacima (*Slika 9.*). Procjena je pokazala da oko 15% ukupnih tačaka u neposrednoj blizini trafostanice predstavlja šum što je rezultat refleksije od metalne površine, a LiDAR senzor ih prikazuje kao dodatne povratne tačke. Međutim, tokom jutarnjih i noćnih snimanja, kada je sunčeva svjetlost slabija ili odsutna procenat šuma je značajno manji. Na osnovu analiza procjenjeno je da su jutarnja i noćna snimanja proizvela manje od 10% šuma u ukupnom broju tačaka, što ukazuje na smanjenje šuma u uslovima smanjene sunčeve radijacije.

Analizom podataka prikupljenih tokom noćnih letova primjećena je razlika u kvalitetu detekcije, posebno u identifikaciji provodnika, gdje su detektovani provodnici koji nisu bili vidljivi tokom dnevnih snimanja. Ovo potvrđuje prednost noćnog snimanja u uslovima bez direktnog sunčevog svjetla, što omogućava tačniju detekciju infrastrukturnih elemenata, a pogotovo provodnika.

8. PRIMJENA LiDAR PODATAKA U OPTIMIZACIJI NISKONAPONSKE MREŽE

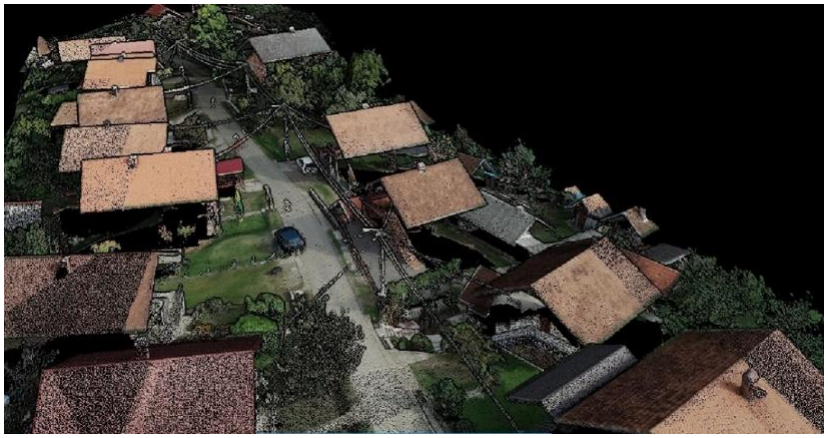
Rezultat skeniranja terena pomoću LiDAR tehnologije jeste skup neobrađenih podataka u formi oblaka tačaka. Proces obrade obuhvata niz koraka kao što su georeferenciranje, kalibracija sistema, segmentacija, klasifikacija, filtriranje i proređivanje podataka. Filtriranjem se izdvajaju korisne informacije od šuma, dok se kroz klasifikaciju te informacije raspoređuju u relevantne klase. Uvođenjem specifičnih klasa, kao što su provodnici, stubovi i trafostanice, omogućava se analiza i modeliranje prikupljenih podataka.



Slika 10. Klasifikovan oblak tačaka niskonaponske mreže

Klasifikovanjem oblaka tačaka, dobija se jasniji 3D prikaz i može se vidjeti kako se infrastruktura uklapa u svoje okruženje (*Slika 10. i Slika 11.*). Klasifikacijom se može identifikovati područja, na primjer kao što su lokacije sa vegetacijom koja predstavljati rizik za provodnike. Klasifikovan podatak je sam po sebi zaseban podatak, koji se može dalje kao takav posebno obradjivati, vektorizovati i eksportovati. Kvalitet konačnog digitalnog modela terena zavisi od više faktora, ali manuelna ili logička klasifikacija je pokazala najbolje rezultate. Osim informacija o položaju, dimenzijama i stanju infrastrukturnih elemenata, te prisustva dodatne opreme na stubovima, model obuhvata i vegetaciju, ulice, saobraćajnu infrastrukturu, objekte i sve ostale elemente čime se pruža kompletan prikaz stanja na terenu. Što na kraju pokazuje da LiDAR ne nudi samo brzinu prikupljanja podataka, već je njegova najveća prednost kakve podatke i koju količinu podataka nudi kao rezultat.

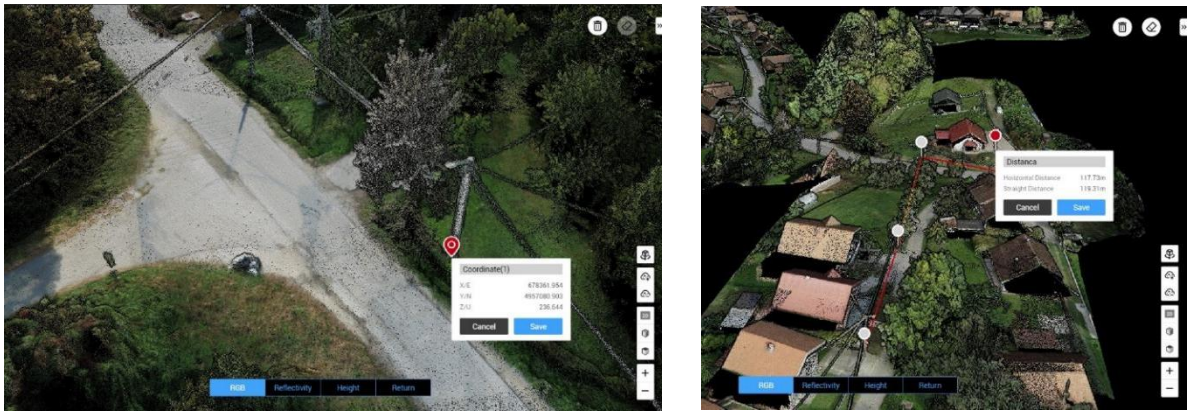
Slika 11. Klasifikovan oblak tačaka sa vegetacijom



Slika 12. Snimak 3D modela niskonaponske mreže sa lidarom

Pomoću LiDAR podataka, moguće je identifikovati niskonaponsku mrežu i kreirati 3D model koji prikazuje mrežu ali i elemente u njenom okruženju (*Slika 12.*). Osim informacija o koordinatama, dimenzijama i stanju infrastrukturnih elemenata, te prisustva dodatne opreme na stubovima, model pruža kompletan prikaz stanja na terenu (*Slika 13. i Slika 14.*). Ove informacije dobijenje iz LiDAR-a omogucavaju planiranje, održavanje i optimizaciju mreže, nudeći poboljšanje u efikasnosti u odnosu na tradicionalne metode prikupljanja podataka sa neuporedivo obimnijom kolicinom informacija. Sa obzirom na ubrzanu urbanizaciju, potrebno je usvajanje novijih metoda prikupljanja podataka, koje omogućuju reakciju na promjene u infrastrukturi i potrebe potrošača. Ovo uključuje vizualizaciju i vektorisanje podataka, pružajući informacije o lokaciji infrastrukturnih elemenata, i na kraju pretvaranje sirovih LiDAR podataka u krajnju korisnu informaciju.

Slika 13. Prikaz vegetacije i terena oko niskonaponske mreže snimane lidarom



Slika 14. Koordinate i Distanca u LiDAR-u

9. ZAKLJUČAK

Projekat mapiranja Banja Luke koristeći LiDAR senzor, koji sprovodi Elektrokrajina, predstavlja korak naprijed u primjeni savremenih tehnoloških rješenja u elektroenergetskom sektoru. Sa izazovom mapiranja područja od

oko 1,239 km², ovaj projekat demonstrira tehničku sposobnost i inovativnost ali i postavlja nove standarde u načinu mapiranja infrastrukture Elektrokrajine.

Korištenjem drona LiDAR senzorom i obradom podataka kroz nova softverska rješenja, Elektrokrajina se usmjerava na iskorak u procesu tranzicije prema naprednijem i efikasnijem upravljanju elektroenergetskom infrastrukturom. Ovaj pristup omogućava bolje razumijevanje postojeće infrastrukture ali i pruža informacije koje će biti dostupne svim sektorima sektorima unutar firme, a koji se oslanjaju na geoinformacione sisteme. Kroz istraživanja i terenske eksperimente, utvrđeno je da su noćni i jutarnji uslovi snimanja uz odsustvo direktne sunčeve svjetlosti idealni za postizanje veće preciznosti i detaljnosti u prikupljanju podataka. Takođe ispitano je kako prisustvo vegetacije utiče na kvalitet LiDAR podataka. Za postizanje najboljih rezultata preporučuje se korištenje repetitivnog skeniranja sa tri *echo* odbitka i frekvencijom od 160kHz. Ova metoda omogućava prodiranje kroz vegetaciju čime se poboljšava detekcija objekata niskonaponske mreže. Korištenjem brzine od 4m/s, kao i funkcije autonomne visine leta je moguće postići kvalitetnije snimanje, što direktno utiče na brzinu i kvalitet postobrade snimljenih podataka. Kombinacija ovih tehničkih parametara i metoda osigurava dovoljno detalja ali i tačnosti za mapiranje i upravljanje elektroenergetskom infrastrukturom.

LITERATURA:

1. Neff, Todd. The Laser That's Changing the World: The Amazing Stories Behind Lidar, from 3D Mapping to Self-Driving Cars. Amherst, NY: Prometheus Books, 2018

2. Chen, Ziyue. The Application of Airborne Lidar Data in the Modelling of 3D Urban Landscape Ecology. Newcastle upon Tyne, UK: Cambridge Scholars Publishing, 2016

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R1-03

PRIMJENA MOBILNE GIS APLIKACIJE U PROCESIMA ODRŽAVANJA NADZEMNIH VODOVA

APPLICATION OF A MOBILE GIS APP IN OVERHEAD POWER LINE MAINTENANCE PROCESSES

Savo Maksimović, Bosna i Hercegovina
Dragan Koprena, Bosna i Hercegovina
Miroslav Bataković, Bosna i Hercegovina

KRATAK SADRŽAJ

U Elektrokrajini (jedan od pet operatora distributivnog sistema u Republici Srpskoj) se posljednjih nekoliko godina razvija geografski informacioni sistem (u daljem tekstu GIS), koji se sastoji od više segmenata (baza podataka, aplikacije, hardver), i koji se koristi za različite svrhe u kompaniji. U ovom radu će se obraditi način korištenja mobilne aplikacije kao jednog dijela GIS-a, za pomoć pri održavanju nadzemnih vodova, kao jedne od mnogih funkcija GIS-a. ElectroCAD-GIS Assistant je mobilna GIS aplikacija za podršku terenskim aktivnostima u procesima planiranja, projektovanja, eksploatacije i održavanja elektroenergetske infrastrukture. Njena namjena je prikupljanje, ažuriranje i distribucija podataka, prvenstveno prostornih, ali i ostalih, o svim objektima distributivnog sistema. Jedna od funkcinalnosti koju ćemo obraditi u ovom radu je podrška procesima održavanja nadezmnih vodova. U radu će biti opisan način izrade revizionih zapisnika, kreiranje šablona za snimanje stanja objekata i opreme duž trase voda, popunjavanje check-listi stanja, planiranje održavanja na osnovu prikupljenih podataka, praćenje realizacije i verifikacija aktivnosti održavanja.

Ključne riječi: GIS, nadzemni vod, održavanje, mobilna aplikacija

ABSTRACT

In Elektrokrajina (one of the five Distribution System Operators in the Republic of Srpska), a GIS (Geographic Information System) has been developing over the past few years, consisting of multiple segments (database, applications, hardware), and is used for various purposes within the company. This paper will address the use of a mobile application as part of GIS, specifically focusing on assisting in the maintenance of overhead power lines, among many other GIS functions. ElectroCAD-GIS Assistant is a mobile GIS application designed to support field activities in the planning, designing, operation, and maintenance processes of the electric power infrastructure. Its purpose is to collect, update, and distribute data, primarily spatial, but also other data related to all objects within the distribution system. One of the functionalities to be discussed in this paper is the support for overhead power line maintenance processes. The paper will describe the method of creating revision reports, creating templates for recording the condition of objects and equipment along the route of power lines, filling out checklists for condition assessments, planning maintenance based on collected data, monitoring implementation, and verifying maintenance activities.

Key words: GIS, overhead lines, maintenance, mobile app

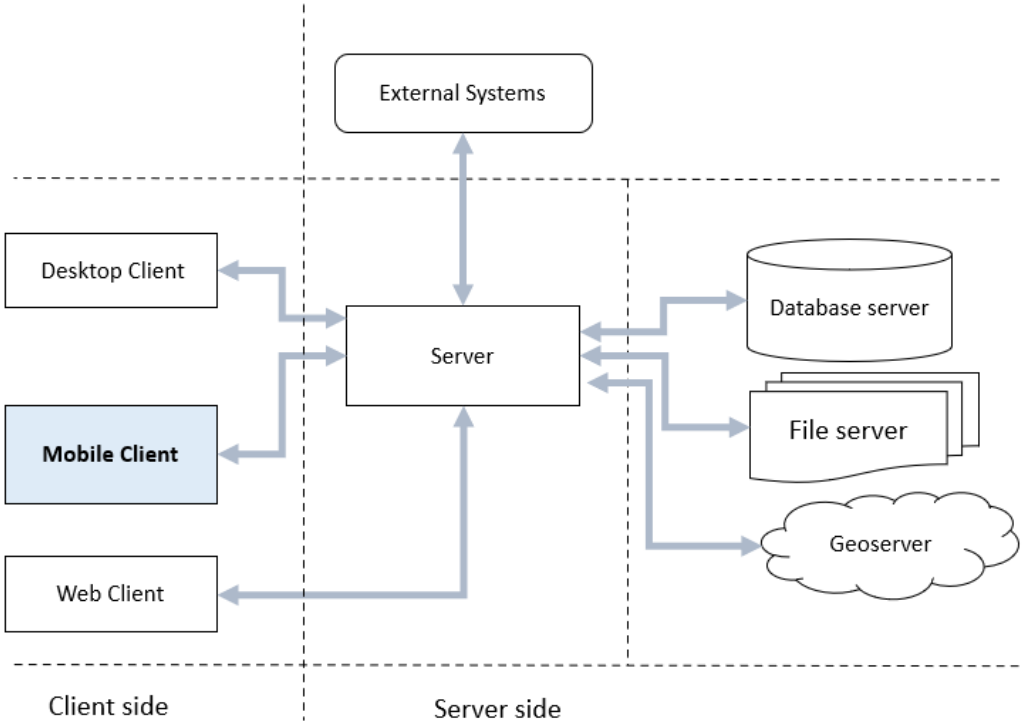
Savo Maksimović, savo.maksimovic@geoinova.com
Dragan Koprena, dragan.koprena@elektrokrajina.com
Miroslav Bataković, miroslav.batakovic@elektrokrajina.com

1. UVOD

U ZP Elektrokrajini a.d. Banjaluka se posljednjih nekoliko godina razvija geografski informacioni sistem (GIS), i ovaj rad je jedan od nekoliko radova koji se prezentuju ove godine na savjetovanju od skupine nekoliko autora, a koji su proistekli iz iskustava autora u radu sa pomenutim sistemom u kompaniji. U svakom od tih radova će jedan

dio biti posvećen opštim karakteristikama GIS-a, tako da ćemo u i ovom radu (kao i u ostalima) navesti samo dio koji se odnosi na konkretnu temu, da se ne bi ponavljali. Autori se nadaju da će se iz ovog i iz ostalih nekoliko radova koji se tiču sistema GIS, moći dobiti cjelovita informacija o trenutnom stanju u razvoju sistema u kompaniji, kao i o tekućim trendovima kod nas i u svijetu.

Sistem GIS u Elektrokrajini se sastoji iz više dijelova (slika 1): na strani servera je baza podataka o objektima sa file serverom za dokumentaciju i geoserverom, a na strani korisnika je desktop aplikacija za ažuriranje, web aplikacija za pregled i manje izmjene objekata i mobilna aplikacija za rad na terenu.



Slika 1 – Komponente GIS sistema

GIS (Geografski Informacioni Sistem) je sistem koji opisuje položaj elektroenergetskih (u daljem tekstu: EE) objekata u prostoru u odnosu na druge prostorne objekte i njihovu međuzavisnost. Obim podataka koji opisuju neki EE objekat zavisi od konkretnog okruženja u kojem se radi implementacija i od integracije sa eksternim sistemima. GIS podaci mogu da se prikupljaju na različite načine, a jedan od načina je i korištenje mobilnog uređaja sa mobilnom aplikacijom.
Mobilna aplikacija (ElektroCAD-GIS assistant) je jedna od komponenti GIS sistema implementiranog u Elektrokrajini, i u ovom radu će se prikazati način korištenja mobilne aplikacije u procesu održavanja nadzemnih vodova.

2. VRSTE OBJEKATA I ELEMENATA ZA ODRŽAVANJE

Objekti za održavanje u GIS-u su:

- trafostanica SN/SN (SN - srednji napon)
- trafostanica SN/NN (NN – niski napon)
- dionica SN voda
- NN vod
- mjerno-razvodni ormar sa brojilima
- građevinski objekti
- parcele ispod trafostanica
- i ostalo po potrebi

Svaki od objekata u GIS-u ima i svoje elemente. U slučaju npr. dionice SN nadzemnog voda to su:

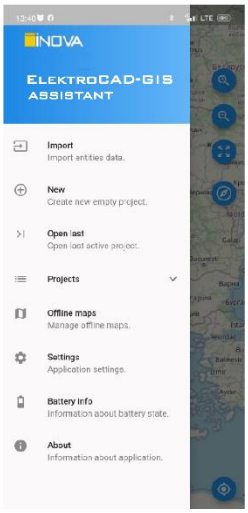
- stub
- provodnik
- zaštitno uže

- izolatori
- spojno-ovjesna oprema
- konzola
- rastavljač
- reklozer
- uzemljivač

Za svaki element se održava određeni set karakteristika u GIS-u. Budući da u Elektrokrajini postoje i druge baze podataka u kojima se također nalaze isti objekti i elementi sa svojim karakteristikama, GIS se uvezuje sa ostalim bazama (preko API interfejsa - application programming interface), kao što su baza SAP (Asset Manager), softver za prijave i odjave potrošača i očitanja brojila, i AMM sistem za upravljanje brojilima. Kad se pravi model podataka za održavanje, potrebno je prethodno postići interni konsenzus o tome koji se podaci održavaju u GIS-u, a druge ga baze preuzimaju, i obratno, koji se podaci održavaju u drugim bazama, a GIS ih samo preuzima.

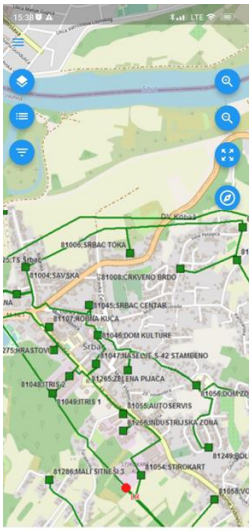
3. MOBILNA APLIKACIJA

Mobilna aplikacija je rađena za android okruženje, instalira se na mobilni uređaj (telefon ili tablet), i služi za prikupljanje i održavanje podataka na terenu. Može da radi u on-line modu (ako postoji internet veza sa ostalim elementima GIS sistema) i u off-line modu rada (ako je korisnik prethodno preuzeo podatke u on-line modu) kao autonomna aplikacija.
Izgled početnog interfejsa mobilne aplikacije prikazan je na slici 2.



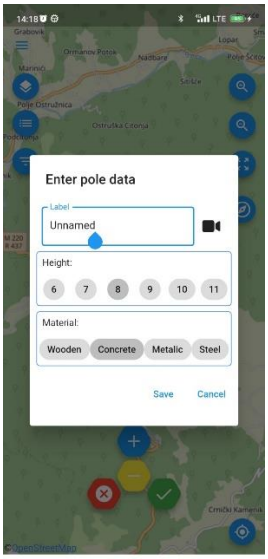
Slika 2 – Osnovni meni za izbor opcija u mobilnoj aplikaciji

Rad na aplikaciji počinje preuzimanjem naloga (za koji stiže obavještenje – notifikacija na samom mobilnom uređaju) i podataka dodijeljenih nalogu. Za dalji rad nije neophodna on-line veza, a kad se uspostavi veza sa severom, automatski se pokreće sinhronizacija sa serverom.
Osnovni interfejs za rad u mobilnoj aplikaciji je geografska mapa (Open Street, Bing...), na kojoj se prikazuju objekti od interesa, što je prikazano na slici 3.



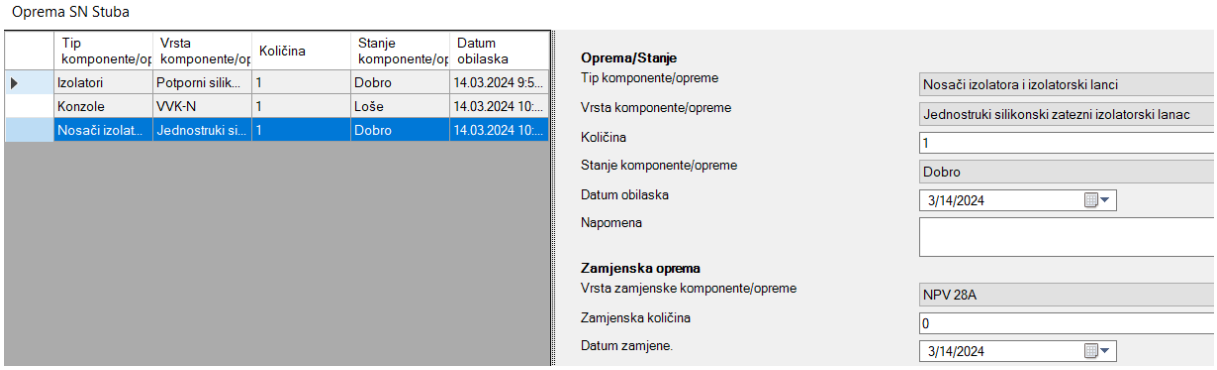
Slika 3 – Geografska mapa sa prikazanim elektroenergetskim objektima iz GIS-a

Na slici 3 je prikazan jedan dio SN mreže u Srpcu, zelenom bojom su označeni SN kablovi, a zelenim kvadratima su obilježenje distributivne trafostanice SN/NN, dok crveni kružić predstavlja linijski rastavljač na stubu. Korisnik može da pritiskom prsta izabere bilo koji objekat koji treba ažurirati, nakon čega se otvara forma za ažuriranje atributa elemenata izabranog objekta. Atributi se mogu unijeti preko tastature, ili izborom ponuđenih opcija, ali moguće je i koristiti kameru za prepoznavanje teksta (OCR – optical character recognition) uz malu vjerovatnoću greške (npr. prilikom prekucavanja dugačkih serijskih brojeva). Na slici 4 je prikazan interfejs za unos podataka za stub.



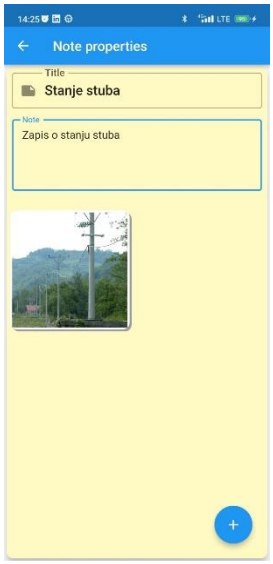
Slika 4 – Izgled forme za unos podataka za stub

Na formi na slici 4 se nalaze polja za unos tipa stuba (Label), visine (Height) i vrste materijala stuba (Material). Kod popunjavanja revizionih zapisnika o vrsti i stanju opreme, otvaraju se forme za unos podataka za reviziju, kao što je prikazano na slici 5.



Slika 5 – Izgled forme za revizioni zapisnik

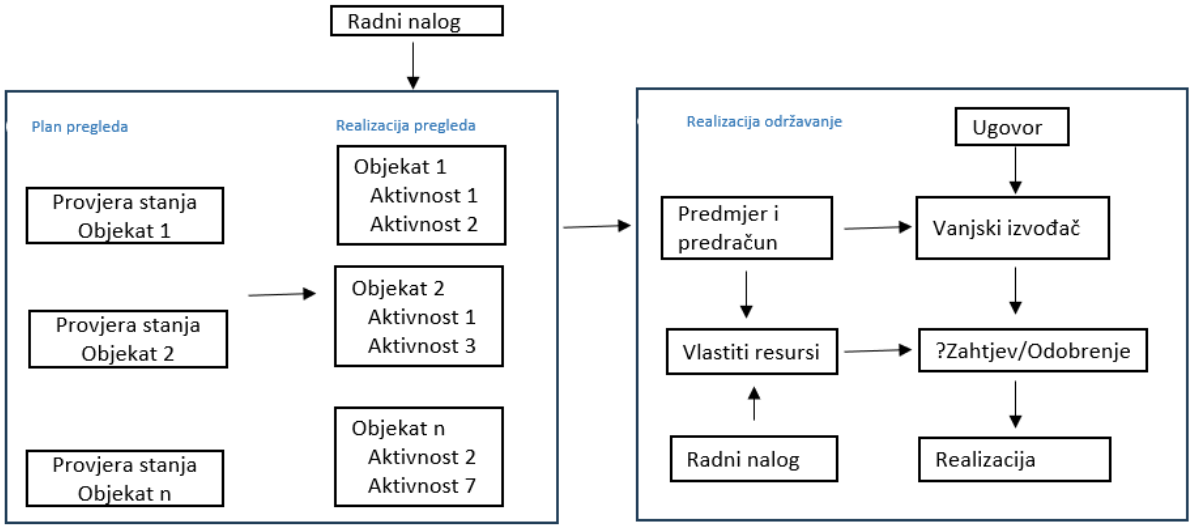
Podatke iz revizionog zapisnika, kao i ostale podatke koji se prikupe na terenu, preuzima server (tzv. modul za održavanje), koji kreira potrebne dokumente (stubne liste, revizione zapisnike, ...), aktivnosti, podiže alarme i sl. Osim upisivanja podataka, za svaki element moguće je napraviti proizvoljan broj fotografija i upisati proizvoljan tekstualni opis po potrebi, što se može vidjeti na slici 6.



Slika 6 – Fotografije i proizvoljni tekstualni podaci

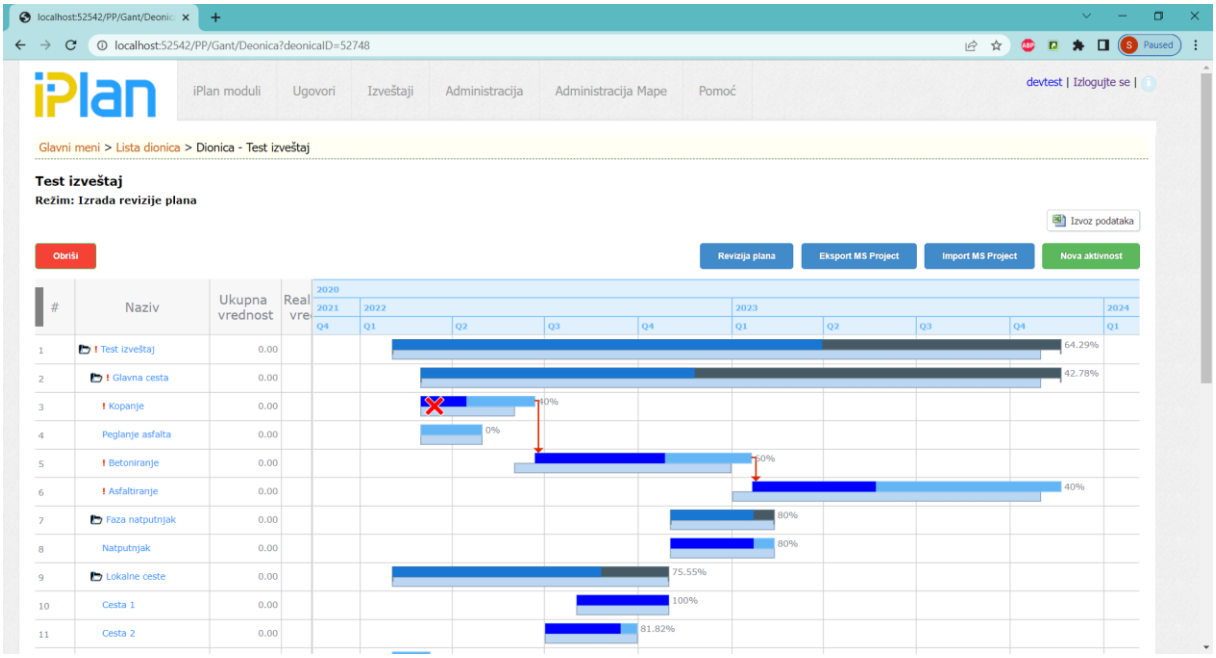
4. OBRADA PRIKUPLJENIH PODATAKA

Prethodno opisan postupak prikupljanja podataka na terenu je jedna u nizu aktivnosti u kompleksnom procesu održavanja, i pored mobilne aplikacije uključuje i ostale module GIS-a. Detaljan opis procesa prevazilazi opseg ovog rada, a koncept je ukratko prikazan na slici 7.



Slika 7 – Koncept održavanja u informacionom sistemu

Na slici 7 se između ostalog može vidjeti da su statusu stavke provjere stanja objekta pridružene aktivnosti koje je neophodno preduzeti da bi se objekat doveo u ispravno stanje. Za svaku aktivnost je pridružen normativ materijala, radne snage i drugih resursa (vozila, mašine i alati i dr.). Grupisanje pojedinačnih aktivnosti ili dekompozicija složenih aktivnosti u konkretne radne zadatke omogućuje praćenje njihove realizacije (kašnjenja, zastoja, i sl.) u okviru posebnog podsistema GIS-a, tzv. modula za održavanje. U ovom modulu GIS-a se vrši dalja obrada podataka (planiranje održavanja na osnovu prikupljenih podataka, praćenje realizacije i verifikacija aktivnosti održavanja).



Slika 8 – Prikaz izvještaja iz modula održavanja

Na slici 8 se vidi jedan od izvještaja koji se tiču održavanja u modulu održavanja, koji kao jedan od dijelova sistema GIS-a nije tema ovog rada.

5. ZAKLJUČAK

Novom organizacionom strukturom u Elektrokrajini prije nekoliko godina uspostavljen je sektor za održavanje imovine, i u radu sektora se pojavila potreba za prikupljanjem i ažuriranjem podataka o objektima koje održava Elektrokrajina. Za te potrebe se krenulo u razvoj GIS-a, koji se odvija u fazama koje se odnose na nabavku ili razvoj posebnih komponenti hardvera (servera, dronova, mobilnih uređaja, totalnih stanica, GPS prijemnika i dr.) i softvera (baze podataka, klijentskih aplikacija i sl.). Kako se GIS razvija u fazama, tako se u skladu sa novim komponentama sistema razvijaju i nove funkcionalnosti za potrebe prikupljanja podataka na terenu, planiranja investicija, prostornog navođenja, projektovanja, revizije, održavanja, rekonstrukcije i ostalih aktivnosti.
Zbog kompleksnosti sistema i zahtjeva za ograničenjem broja stranica rada, za temu ovog rada smo izabrali mobilnu aplikaciju kao jednu od komponenata GIS-a. U ovom radu je prikazan primjer upotrebe mobilne aplikacije koja se koristi u Elektrokrajini, i to za jedan dio procesa u obradi podataka, sa naročitim osvrtom na procese održavanja nadzemnih vodova. Mobilna aplikacija je dio složenog sistema GIS-a u kojem sve komponente imaju svoju karakterističnu ulogu i upotpunjuju se u procesima koje se obavljaju u elektrodistribuciji.
Napredak tehnologije mobilnih uređaja (snaga procesora, memorija, ugrađeni senzori, kamere ...) i napredak i široka dostupnost interneta omogućuju njihovu primjenu u različitim procesima i scenarijima koje zahtijeva rad na terenu: planiranje, projektovanje, održavanje, ažuriranje postojećeg stanja i pristup postojećim podacima sa terena i u realnom vremenu (ako na lokaciji postoji pristup internetu). U ovom trenutku je mobilna aplikacija još uvijek u procesu testiranja i relativno je mali broj podataka u bazi koji su dobijeni mobilnom aplikacijom, pa autori na žalost ne mogu dati više informacija koji se tiču tehno-ekonomske analize procesa rada sa mobilnom aplikacijom (cost-benefit analize, smanjenja obima posla, uštede vremena, finansijske opravdanosti uvođenja sistema i sl.). Autori se nadaju da će putem ovog izlaganja ostvariti kontakt sa kolegama koji rade na sličnim poslovima u svojim kompanijama i da ćemo u narednom periodu uraditi pomenute analize i moći ih uporediti sa drugim distributivnim preduzećima.

LITERATURA

[1] Wikipedia, url: https://en.wikipedia.org/wiki/Geographic_information_system
[2] Google Maps Platform, url: https://developers.google.com/maps/
[3] Android OS, url: https://www.android.com/

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R1-04

ZNAČAJ ISPITIVANJA KABLOVSKOG PRIBORA U FABRIČKIM LABORATORIJAMA

SIGNIFICANCE OF TESTING CABLE ACCESSORIES IN FACTORY LABORATORIES

Miroljub PETROVIĆ, Elektrodistribucija Srbije" d.o.o. Beograd, Ogranak Kraljevo, Srbija
Darko JOVANOVIĆ, FEMAN d.o.o. Jagodina, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

U uvodnom delu rada definisana je osnovna funkcija fabričkih ispitivanja proizvoda. Kao primer dat je kraći prikaz oformljene fabričke laboratorije u fabrici kablovskog pribora za niskonaponski samonosivi kablovski snop, sa osnovnim karakteristikama i mogućnostima za ispitivanja.
Trenutne vrednosti merenja se prate preko monitora i elektronski se beleže. Po završetku ispitivanja podaci se kopiraju i daju na dalju obradu i analize. Na ovaj način imamo ostvarenu stalnu kontrolu kvaliteta proizvoda, mogućnost ispitivanja proizvoda po zahtevima javnih nabavki (zahtev za kontrolu po zahtevu kupca) ili kontrolu gotovog proizvoda pri promeni nabavljača sirovina (npr. zamena nabavljača za PA 6.6 ili gumu).
Sve ovo ilustrovano je jednim ispitivanjem sa svim tabelarnim rezultatima merenja.

Ključne reči : fabrička ispitivanja, kablovski pribor, standardi SRPS EN 50483

ABSTRACT

The paper introduction defines the basic function of products factory testing. An example of a formed laboratory within low-voltage self-supporting cable bundle cable accessories factory was taken, with a brief overview of basic characteristics and possibilities for testing.
Current measured values are monitored on screen and recorded. When testing is finalized, all data is copied and given for further processing and analysis. In this way, we have a constant inspection of product quality, the possibility of testing products according to public procurement requirements (request for inspection at the request of the customer) or the inspection of a finished product when changing suppliers of raw materials (e.g. replacement of suppliers for PA 6.6 or rubber).
All this is illustrated with one test including all measured results within a table.

Key words: factory tests, cable accessories, standards SRPS EN 50483

Miroljub Petrović , d.i.e. Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, Ogranak Kraljevo, miroljub.petrovic@ods.rs, +381648333895
Darko Jovanović , d.i.e. FEMAN d.o.o. , Jagodina, darko.jovanovic@feman.co.rs, +381652300040

UVOD

Fabrička ispitivanja su praktično ispitivanja slučajnog uzorka iz proizvodnje. Na ovaj način imamo kontrolu kvaliteta sirovina, proveru proizvoda kod usvajanja izmena u konstrukciji postojećeg proizvoda ili u postupku osvajanja novog proizvoda. Za sprovođenje takvih ispitivanja u drugim laboratorijama treba mnogo više vremena i sredstava, što znatno produžava rokove osvajanja nekog proizvoda i povećava same troškove. Takođe, u njima se vrše tipska ispitivanja proizvoda za kupce prilikom kvantitativnog i kvalitativnog prijema proizvoda. Nekada je tenderskim uslovima definisana i nenajavljena kontrola proizvoda od strane komisije kupca. Bez postojanja fabričke laboratorije, to bi opet moralo da se sprovodi u drugim laboratorijama i kupac ne bi imao pravovremene rezultate.

ISPITIVANJA U FABRIČKOJ LABORATORIJI

Kompletno ispitivanje stezaljki se sastoji od sledećih ispitivanja:

1. Test vizuelnog ispitivanja i verifikaciono ispitivanje dimenzija i materijala
2. Ispitivanje trajnog obeležavanja
3. Ispitivanje dielektričnog napona u vodi
4. Ispitivanje korozionog starenja
5. Ispitivanje klimatskog starenja
6. Ispitivanje mehaničkog oštećenja glavnog voda
7. Ispitivanje izvlačenja otcepnog voda
8. Ispitivanje zatezanja vijka stezaljke
9. Ispitivanje funkcionalnosti kidajuće glave
10. Ispitivanje udara na niskoj temperaturi
11. Ispitivanje montaže na niskoj temperaturi
12. Ispitivanje električnog starenja

U fabričkoj laboratoriji moguće je izvršiti deo ispitivanja konektora. Pre samih ispitivanja vrši se priprema uzoraka, odnosno električno starenje. Konektor se izlaže opterećenjima u ciklusima definisanim SRPS standardom [1]. Nakon ove pripreme uzoraka vrše se potrebna ispitivanja po standardu za konektore [2].
U ovoj laboratoriji vrše se i mehanička ispitivanja pribora za vešanje i zatezanje po SRPS standardu [3].

Sl. 1 – Izbor vrste merenja – strujno starenje

Sl. 2 – Trenutne vrednosti merenja - temperatura

Trenutne vrednosti merenja se prate preko monitora i elektronski se beleže (sl. 1 i 2). Po završetku ispitivanja podaci se kopiraju i daju na dalju obradu i analize.

Cena kompletnog ispitivanja je jedne vrste stezaljki je oko 6000 EUR-a. Bez zadnjeg ispitivanja koje je nešto zahtevnije zbog velikog broja ciklusa (traje i do dva meseca) cena je oko 5000 EUR-a. Kompletan izveštaj je na oko 50-60 strana i ovde će da prikažemo deo zadnjeg ispitivanja električno starenja koje je i najobimnije.

Kriterijumi kod strujnog ispitivanja

Da bi stezaljke prošle strujno ispitivanje potrebno je da zadovolje 6 uslova:

1. Početna disperzija koeficijenta otpora stezaljke (δ), ne sme biti veća od 0,3;
2. Srednja disperzija koeficijenta otpora stezaljke (β), ne sme biti veća od 0,3;
3. Koeficijent otpornosti λ ne sme da pređe 2;
4. Ocena stabilnosti otpornosti $\frac{\triangle R_j}{\bar{R}_j}$ ne sme da bude veća od 15%;
5. Stabilnost temperature ne sme da se razlikuje za ±10 °C: $\overline{\triangle \theta_j}$ - 10 °C ≤ $\triangle \theta_j \leq \overline{\triangle \theta_j}$ + 10 °C;
6. Temperatura svake stezaljke ne sme da pređe temperaturu ugrejanog kontrolnog provodnika.

1. <u>Početna disperzija koeficijenta otpora stezaljke, δ</u>

Početna disperzija se izračunava kao:

$$\delta = 1{,}65\frac{S_0}{\bar{R}o} \quad (1)$$

gde je otpor prosečne stezaljke: $\bar{R}o = \frac{1}{6}(R_1+R_2+R_3+R_4+R_5+R_6)$ (2)

$$So = \sqrt{\frac{(R_1-\bar{R}o)^2+(R_2-\bar{R}o)^2+(R_3-\bar{R}o)^2+(R_4-\bar{R}o)^2+(R_5-\bar{R}o)^2+(R_6-\bar{R}o)^2}{5}} \quad (3)$$

So - standardno odstupanje otpora na nultom ciklusu
$\bar{R}o$ - srednja otpornost na nultom ciklusu

Da bismo izračunali početnu disperziju potrebno je izmeriti šest otpora na svim stezaljkama pre strujnog starenja. Otpor se meri indirektno, tako što se kroz granu propusti jednosmerna struja od 10 A, i onda se izmere naponi na stezaljkama. Otpor se dobija deljenjem izmerenog napona i j.s.s. 10 A.
Tačnost instrumenta je 0,5% ili ±10μV za merenje napona, odnosno 0,5% ili 0,1A za merenje struje.

2. Srednja disperzija koeficijenta otpora stezaljke, β

Srednja disperzija se izračunava kao:

$$\beta = 1{,}65\frac{S}{\bar{R}} \quad (4)$$

$$\bar{R}_1 = \frac{1}{11}(R_{1\text{-}250}+R_{1\text{-}325}+R_{1\text{-}400}+R_{1\text{-}475}+R_{1\text{-}550}+R_{1\text{-}625}+R_{1\text{-}700}+R_{1\text{-}775}+R_{1\text{-}850}+R_{1\text{-}925}+R_{1\text{-}1000}) \quad (5)$$

$$\bar{R}_2 = \frac{1}{11}(R_{2\text{-}250}+R_{2\text{-}325}+R_{2\text{-}400}+R_{2\text{-}475}+R_{2\text{-}550}+R_{2\text{-}625}+R_{2\text{-}700}+R_{2\text{-}775}+R_{2\text{-}850}+R_{2\text{-}925}+R_{2\text{-}1000}) \quad (6)$$

$$\bar{R}_3 = \frac{1}{11}(R_{3\text{-}250}+R_{3\text{-}325}+R_{3\text{-}400}+R_{3\text{-}475}+R_{3\text{-}550}+R_{3\text{-}625}+R_{3\text{-}700}+R_{3\text{-}775}+R_{3\text{-}850}+R_{3\text{-}925}+R_{3\text{-}1000}) \quad (7)$$

$$\bar{R}_4 = \frac{1}{11}(R_{4\text{-}250}+R_{4\text{-}325}+R_{4\text{-}400}+R_{4\text{-}475}+R_{4\text{-}550}+R_{4\text{-}625}+R_{4\text{-}700}+R_{4\text{-}775}+R_{4\text{-}850}+R_{4\text{-}925}+R_{4\text{-}1000}) \quad (8)$$

$$\bar{R}_5 = \frac{1}{11}(R_{5\text{-}250}+R_{5\text{-}325}+R_{5\text{-}400}+R_{5\text{-}475}+R_{5\text{-}550}+R_{5\text{-}625}+R_{5\text{-}700}+R_{5\text{-}775}+R_{5\text{-}850}+R_{5\text{-}925}+R_{5\text{-}1000}) \quad (9)$$

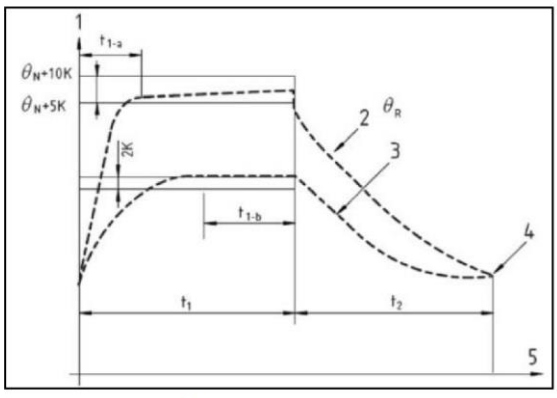
$$\bar{R}_6 = \frac{1}{11}(R_{6\text{-}250}+R_{6\text{-}325}+R_{6\text{-}400}+R_{6\text{-}475}+R_{6\text{-}550}+R_{6\text{-}625}+R_{6\text{-}700}+R_{6\text{-}775}+R_{6\text{-}850}+R_{6\text{-}925}+R_{6\text{-}1000}) \quad (10)$$

$$\bar{R} = \frac{1}{6}(R_1+R_2+R_3+R_4+R_5+R_6) \quad (11)$$

$$S = \sqrt{\frac{(\bar{R}_1-\bar{R})^2+(\bar{R}_2-\bar{R})^2+(\bar{R}_3-\bar{R})^2+(\bar{R}_4-\bar{R})^2+(\bar{R}_5-\bar{R})^2+(\bar{R}_6-\bar{R})^2}{5}} \quad (12)$$

S - standardno odstupanje otpora
$\bar{R}_1$ – srednja vrednost otpora prve stezaljke
$R_{1\text{-}250}$ – vrednost otpora prve stezaljke posle 250. ciklusa

Za izračunavanje srednje disperzije potrebno je izmeriti indirektno otpore na svih šest stezaljki posle ciklusa 250, 325, 400, 475, 550, 625, 700, 850, 925 i 1000. Kod ove vrste stezaljki merenja treba vršiti posle 250 toplotna ciklusa i posle na svakih novih 75 ciklusa. Dakle ovde je potrebno izmeriti 66 otpora. Toplotni ciklus predstavlja zbir vremena grejanja t_1 (do 97 °C) i vremena hlađenja t_2 (do 35 °C). Nulti ciklus je prvi toplotni ciklus koji služi za određivanje temperature kontrolnog provodnika i za identifikaciju prosečne stezaljke.



1- osa temperature
2- temperature kontrolnog provodnika θ_R
3- temperature prosečne stezaljke
4- temperature manje od 35°C za stezaljke i kontrolni provodnik
5- vremenska osa

SL. 3: Toplotni ciklus – promena temperature u prvom termičkom ciklusu (grejanje i hlađenje)

3. Koeficijent otpornosti, λ

Koeficijent otpornosti se izačunava za svaku stezaljku i za sve cikluse. To je odnos izmerenog otpora određene stezaljke pri određenom ciklusu i otpora iste stezaljke pri nultom ciklusu.
Koeficijent otpornosti se izračunava kao:

$$\lambda = \frac{R_j}{R_{jo}} \quad (13)$$

R_j – otpor prosečne stezaljke, izmeren na bilo kom delu etape (početne etape od 250 ciklusa ili neke od sledećih etapa od 75 ciklusa –od 250 do 325, od 325 do 400, ….)
R_{j0} – otpor prosečne stezaljke, izmeren na nultom ciklusu (ciklus merenja jednosmernom strujom, pre početka prvog toplotnih ciklusa naizmeničnom strujom)

4. Ocena stabilnosti otpornosti

Ocena stabilnosti je odnos razlike maksimalnog i minimalnog izmerenog otpora na jednoj stezaljci i srednje disperzije na toj istoj stezaljci. Ona mora da ispuni uslov:

$\frac{\triangle R_j}{\bar{R}_J}$ <15% (14)

$\triangle R_j = R_{j\,max} - R_{j\,min}$ (15)

gde je: $R_{j\,max}$ – Maksimalni otpor na jednoj stezaljci na ciklusima 250, 325, 400, 475, 550, 625, 700, 850, 925 ili 1000

$R_j \frac{1}{11}(R_{1\text{-}250}+R_{1\text{-}325}+R_{1\text{-}400}+R_{1\text{-}475}+R_{1\text{-}550}+R_{1\text{-}625}+R_{1\text{-}700}+R_{1\text{-}775}+R_{1\text{-}850}+R_{1\text{-}925}+R_{1\text{-}1000})$ (16)

$\bar{R}_2 = \frac{1}{11}(R_{2\text{-}250}+R_{2\text{-}325}+R_{2\text{-}400}+R_{2\text{-}475}+R_{2\text{-}550}+R_{2\text{-}625}+R_{2\text{-}700}+R_{2\text{-}775}+R_{2\text{-}850}+R_{2\text{-}925}+R_{2\text{-}1000})$ (17)

$\bar{R}_3 = \frac{1}{11}(R_{3\text{-}250}+R_{3\text{-}325}+R_{3\text{-}400}+R_{3\text{-}475}+R_{3\text{-}550}+R_{3\text{-}625}+R_{3\text{-}700}+R_{3\text{-}775}+R_{3\text{-}850}+R_{3\text{-}925}+R_{3\text{-}1000})$ (18)

$\bar{R}_4 = \frac{1}{11}(R_{4\text{-}250}+R_{4\text{-}325}+R_{4\text{-}400}+R_{4\text{-}475}+R_{4\text{-}550}+R_{4\text{-}625}+R_{4\text{-}700}+R_{4\text{-}775}+R_{4\text{-}850}+R_{4\text{-}925}+R_{4\text{-}1000})$ (19)

$\bar{R}_5 = \frac{1}{11}(R_{5\text{-}250}+R_{5\text{-}325}+R_{5\text{-}400}+R_{5\text{-}475}+R_{5\text{-}550}+R_{5\text{-}625}+R_{5\text{-}700}+R_{5\text{-}775}+R_{5\text{-}850}+R_{5\text{-}925}+R_{5\text{-}1000})$ (20)

$\bar{R}_6 = \frac{1}{11}(R_{6\text{-}250}+R_{6\text{-}325}+R_{6\text{-}400}+R_{6\text{-}475}+R_{6\text{-}550}+R_{6\text{-}625}+R_{6\text{-}700}+R_{6\text{-}775}+R_{6\text{-}850}+R_{6\text{-}925}+R_{6\text{-}1000})$ (21)

Sa postojećom opremom može da se ispita i izračuna ocena stabilnosti i za stezaljku PC 25-150. Rezultati merenja se uzimaju iz uslova da srednja disperzija koeficijenta otpora stezaljke, β, ne sme biti veća od 0,3.

5. Stabilnost temperature

Ona mora da ispuni uslov:

$\overline{\triangle \theta_j}$ - 10 °C ≤ $\triangle \theta_j \leq \overline{\triangle \theta_j}$ + 10 °C (22)

$\triangle \theta_j$ – Razlika u temperaturi između kontrolnog kabla i stezaljke

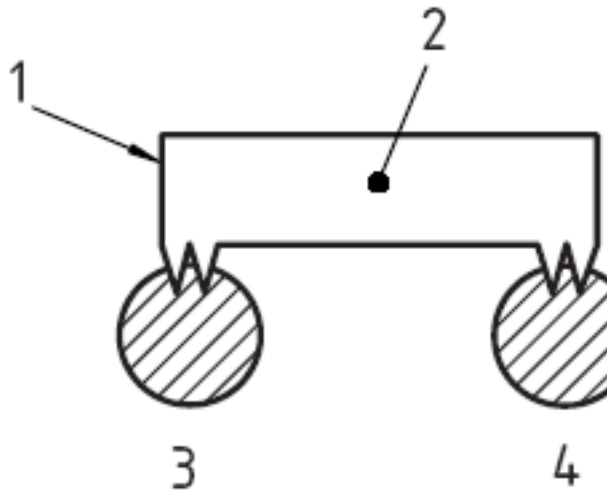
$\overline{\triangle \theta_1} = \frac{1}{11}(\triangle \theta_{1\text{-}250} + \triangle \theta_{1\text{-}325} + \triangle \theta_{1\text{-}400} + \triangle \theta_{1\text{-}475} + \triangle \theta_{1\text{-}550} + \triangle \theta_{1\text{-}625} + \triangle \theta_{1\text{-}700} + \triangle \theta_{1\text{-}775} + \triangle \theta_{1\text{-}850} + \triangle \theta_{1\text{-}925} + \triangle \theta_{1\text{-}1000})$ (23)

Isti je obrazac i za ostale stezaljke, za $\overline{\triangle \theta_2}$, $\overline{\triangle \theta_3}$, $\overline{\triangle \theta_4}$, $\overline{\triangle \theta_5}$, $\overline{\triangle \theta_6}$.

Temperatura okoline

Temperatura okolne sredine u mestu ispitivanja treba da bude od +15 do +30 °C. Za vreme montaže stezaljke za odvajanje i merenje otpora temperatura treba da bude stabilna, 23±3 °C.

Temperatura stezaljke

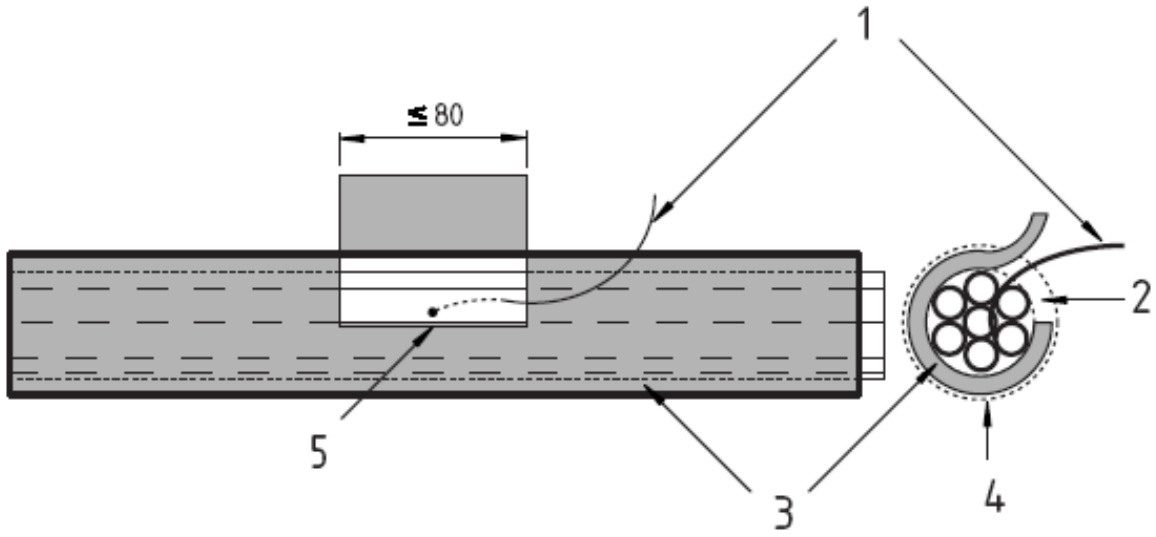


1- Kontaktni most stezaljke
2- Položaj termoelementa
3- Glavni vod
4- Otcepni

SL. 4 – Položaj termoelementa na stezaljki

Temperatura stezaljke se meri na mestu prikazanom na slici br. 4 (oznaka 2 – sredina kontakta stezaljke).
Tačnost merenja temperature treba da bude ±2 °C.
Neophodno je osigurati sigurno pričvršćivanje termoelementa i stalan pritisak sonde.

Temperatura kontrolnog provodnika



1- Termolement
2- Područje za postavljanje termoelementa
3- Izolacija provodnika
4- Dva sloja lepljive trake preko termoelementa i izolacije
5- Otvor u izolaciji kontrolnog provodnika

SL.5 – Mesto za termoelement na kontrolnom provodniku

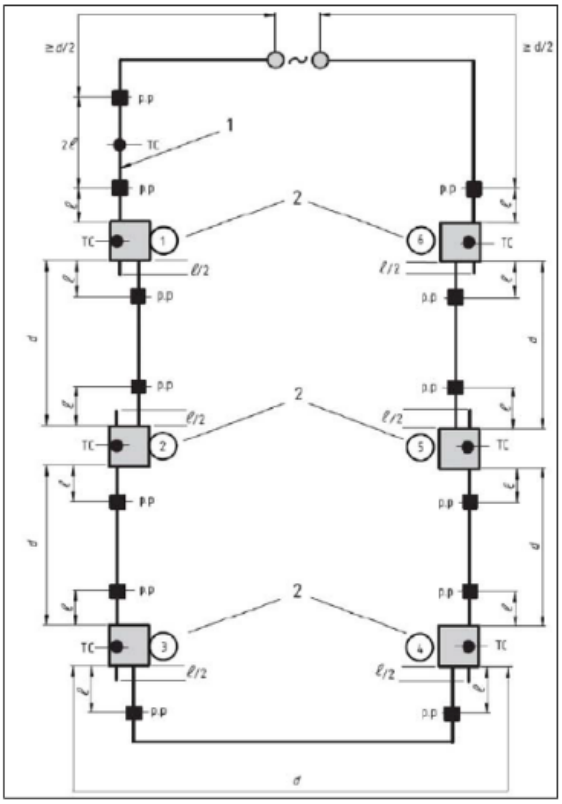
Temperatura kontrolnog provodnika se meri preko termoelementa postavljenom na mestu (1) na slici br. 5.
Tačnost merenja temperature treba da bude ±2 °C.
Neophodno je osigurati sigurno pričvršćivanje termoelementa (dva sloja lepljive trake).

6. Temperature stezaljke

Temperatura svake stezaljke $\triangle \theta_j$ ne sme da pređe temperaturu samog ugrejanog kontrolnog provodnika, θ_R, odnosno:

$$\triangle \theta_j \leq \theta_R \quad (24)$$

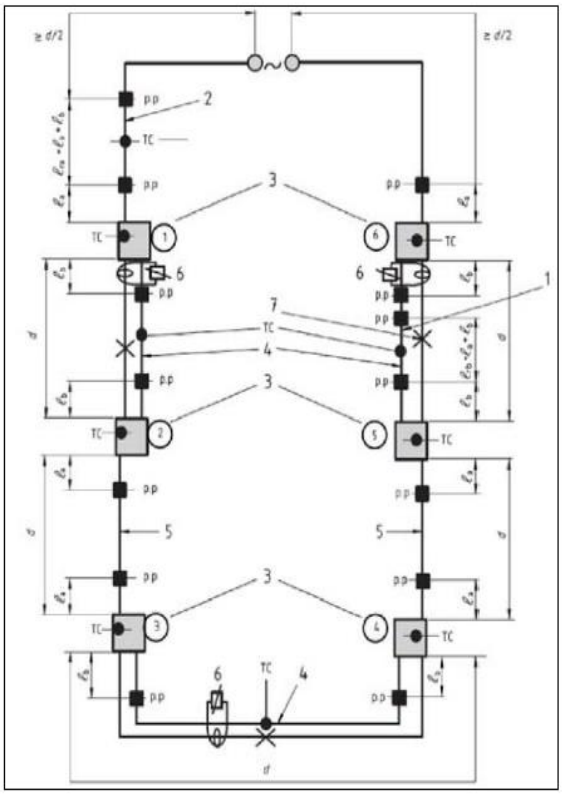
Temperatura se meri sve vreme u svakom ciklusu i beleže se maksimalne vrednosti.



Sl. 6 –Šema povezivanja kada se ispituju isprovodnici magistralnog i otcepnog voda

1 – Kontrolni provodnik je postavljen između tačaka
za izjednačavanje potencijala
2 – Stezaljke
pp – tačke za merenje potencijala
TC – sonde od termometra za merenje temperature
ℓa = ℓb = ℓ и = ℓr = 2ℓ; d – dužina provodnika između stezaljki;
d ≥ 80 √A, ali ne manje od 500 mm (A – poprečni presek provodnika)

Sl.8 Izgled veze u laboratoriji



Sl. 7 – Šema povezivanja kada se ispituju različiti provodnici magistralnog i otcepnog voda

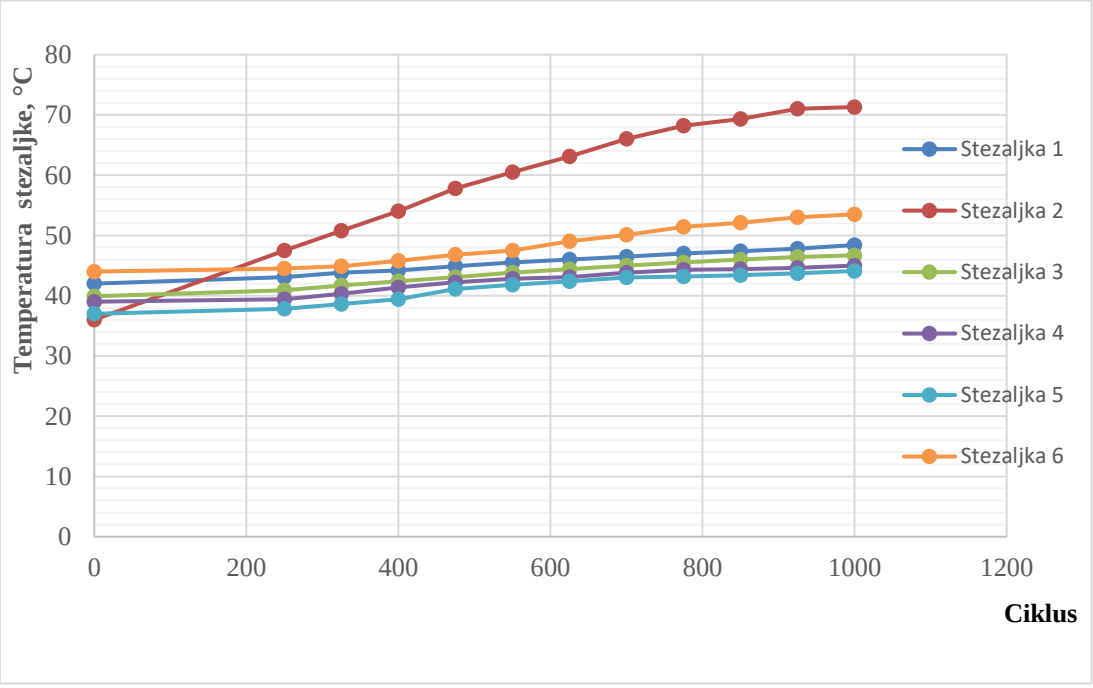
1 - Kontrolni provodnik A2R2 je instaliran između tačaka za izjednačavanje potencijala;
2 - Kontrolni provodnik A1R1 je instaliran između tačaka za izjednačavanje potencijala;
3 – Stezaljke koje se ispituju;
4 - Provodnik A2R2 se nalazi između tačaka za izjednačavanje potencijala;
5 - Provodnik A2R2 se nalazi između tačaka za izjednačavanje potencijala;
6 - Sinhronizator ukupne otpornosti;
7 - Mogućnost isključivanj

Primer ispitivanja sa konkretnim rezultatima

Zbog prostora prikazaćemo samo poređenja rezultate merenja sa nezadoljavajućim i zadovoljavajućim rezultatima kriterijuma temperaturne stabilnosti .

TABELA BR.1: Primer kada se stezaljka 2 pregreva i ne zadovoljava kriterijume

		Temperatura stezaljke (ºC)					
Red.br.	Ciklus	Stezaljka 1	Stezaljka 2	Stezaljka 3	Stezaljka 4	Stezaljka 5	Stezaljka 6
1	0	42	36	39,9	39	37	44
2	250	43,1	47,5	40,9	39,4	37,8	44,5
3	325	43,8	50,8	41,7	40,3	38,6	44,9
4	400	44,2	54	42,4	41,4	39,4	45,8
5	475	44,9	57,8	43,1	42,2	41,1	46,8
6	550	45,5	60,5	43,8	42,8	41,8	47,5
7	625	46	63,1	44,4	43,1	42,4	49
8	700	46,5	66	45	43,8	43	50,1
9	775	47	68,2	45,5	44,3	43,2	51,4
10	850	47,4	69,3	46	44,4	43,4	52,1
11	925	47,8	71	46,4	44,6	43,7	53
12	1000	48,4	71,3	46,7	45	44,1	53,5
Suma temp.(ºC)		546,6	715,5	525,8	510,3	495,5	582,6



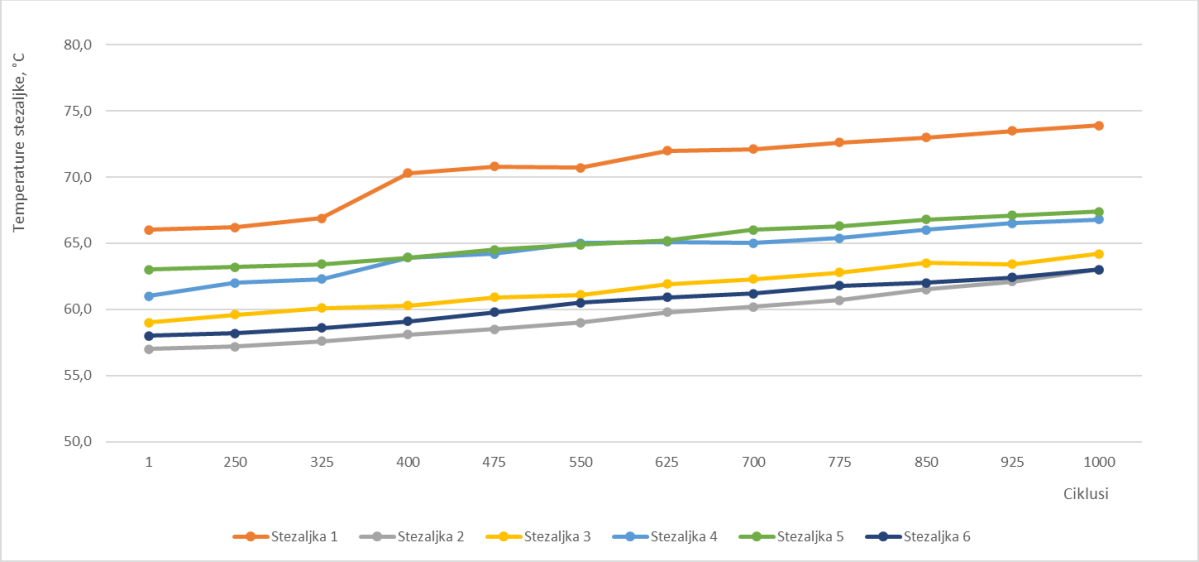
Sl. 8 Maksimalne temperature stezaljki PC 4-150 u zavisnosti od broja ciklusa

U ovom slučaju imali smo nezadovoljavajuće rezultate u pogledu stabilnosti temperature stezaljke br.2, odnosno imamo kontinualni porast njene temperature tokom ispitivanja. Razlog tome je veliki prelazni otpor na mestu spoja kontakata stezaljke i provodnika, koji sa povećanjem temperature dalje raste. Krajnji ishod ovakvog procesa je topljenje kompletnog sklopa stezaljke i provodnika, odnosno prekid samog provodnika na tom mestu. Slab kontakt imamo najčešće zbog toga što je:

- stezaljka zategnuta manjim momentom od potrebnog za ostvarenje spoja (montaža sa nedovoljnim momentom ili loša moment navrtka koja nije osigurala potreban moment zatezanja za proboj zuba kontakata kroz izolaciju provodnika i uspostavljanje dobrog kontakta),
- kontakt stezaljke nekvalitetan (problem obrade zuba, same geometrije zuba ili materijal nedovoljne tvrdoće da probije izolaciju),

TABELA BR.2: Primer kada imamo zadovoljavajuće rezultate kod svih stezaljki

		Temperatura stezaljke (°C)					
Red.br.	Ciklus	Stezaljka 1	Stezaljka 2	Stezaljka 3	Stezaljka 4	Stezaljka 5	Stezaljka 6
1	0	66,0	57,0	59,0	61,0	63,0	58,0
2	250	66,2	57,2	59,6	62,0	63,2	58,2
3	325	66,9	57,6	60,1	62,3	63,4	58,6
4	400	70,3	58,1	60,3	63,9	63,9	59,1
5	475	70,8	58,5	60,9	64,2	64,5	59,8
6	550	70,7	59,0	61,1	65,0	64,9	60,5
7	625	72,0	59,8	61,9	65,1	65,2	60,9
8	700	72,1	60,2	62,3	65,0	66,0	61,2
9	775	72,6	60,7	62,8	65,4	66,3	61,8
10	850	73,0	61,5	63,5	66,0	66,8	62,0
11	925	73,5	62,1	63,4	66,5	67,1	62,4
12	1000	73,9	63,0	64,2	66,8	67,4	63,0
Suma temp.(°C)		848	714,7	739,1	773,2	781,7	725,5



SL. 9 Maksimalne temperature stezaljki PC 2,5-150 u zavisnosti od broja ciklusa

U ovom slučaju imali smo zadovoljavajuće rezultate u pogledu stabilnosti temperature svih stezaljki.
Kod pribora za noseće i zatezno prihvatanje niskonaponskog samonosivog kablovskog snopa imamo sličnu situaciju. Slabo mesto kod njih je obično deo stezaljke koja trpi najveća mehanička opterećenja i imamo pojavu plastične deformacije materijala na tom mestu. Krajnji rezultat je nefunkcionalnost same stezaljke (npr. pucanje alke za vešanje stezaljke za noseće prihvatanje, izvlačenje sajle iz tela stezaljke za zatezno prihvatanje i sl.). Tu je obično greška zbog lošijeg kvaliteta materijala, greške u samom procesu proizvodnje (nastanak slabih mesta u tokom proizvodnje) ili ponekad greške pri montaži.

ZAKLJUČAK

Kablovski pribor za niskonaponski samonosivi kablovski snop kao i sve ostale komponente za potrebe EPS-a nabavlja se putem centralnih javnih nabavki.
Bilo je slučajeva isporuke nekvalitetnog pribora. To se obično manifestuje tek posle određenog vremena eksploatacije, a ponekad i odmah nakon montaže. Tada imamo nastanak kvarova sa posledicama (materijalnim štetama). Da bi izbegli ponavljanje kvarova ponekad mora da se izvrši kompletna zamena ugrađenog pribora iz preventivnih razloga.
Putem ispitivanja proizvoda u fabričkim laboratorijama (u procesu osvajanja proizvoda, u samom procesu proizvodnje, kontrole kvaliteta u procesu nabavke) ostvaruje se kontinuirana kontrola kvaliteta proizvoda. Time se praktično smanjuje mogućnost isporuke, odnosno montaže pribora neodgovarajućeg kvaliteta.

LITERATURA

1. SRPS EN 50483-5: 2010.g.
2. SRPS EN 50483-4: 2010.g.
3. SRPS EN 50483-2: 2010.g.
4. Dokumentacija laboratorije FEMAN d.o.o. Jagodina

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R1-05

ISKUSTVA HEP-OPERATORA DISTRIBUCIJSKOG SUSTAVA D.O.O. SA SMANJENJEM NEGATIVNIH UTJECAJA NADZEMNE ELEKTRODISTRIBUCIJSKE MREŽE NA BIORAZNOLIKOST

EXPERIENCES OF HEP-DISTRIBUTION SYSTEM OPERATOR WITH THE MITIGATION OF THE NEGATIVE IMPACTS OF THE OVERHEAD POWER DISTRIBUTION NETWORK ON BIODIVERSITY

Dinko Hrkec, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska
Marta Malenica Čepelak, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska
Andrea Lovrinčević, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska

KRATAK SADRŽAJ

Nadzemna elektrodistribucijska mreža HEP-Operatora distribucijskog sustava d.o.o. (u nastavku HEP ODS) proteže se diljem cijelog teritorija Republike Hrvatske, a njezina tehnička izvedba varira ovisno o naponskoj razini, datumu izgradnje, utjecajima okoline, tehno-ekonomskim mogućnostima i drugim utjecajnim faktorima. Kao najznačajniji negativni utjecaj nadzemne elektrodistribucijske mreže na bioraznolikost prepoznato je stradavanje ptica od strujnog udara - elektrokucija. Obzirom na bogatstvo ornitofaune u Republici Hrvatskoj te njihov način kretanja i korištenja mreže, neizbježna je interakcija ptica s elektrodistribucijskom mrežom, prilikom koje ponekad dolazi do elektrokucije. Na rizik od elektrokucije ptica utječe veći broj faktora poput vrste i ponašanja ptica, karakteristika staništa, klimatskih uvjeta i sl., ali ponajviše tehnička izvedba nadzemne elektrodistribucijske mreže. Smanjenje negativnih utjecaja elektroenergetske infrastrukture na okoliš i prirodu već je nekoliko desetljeća dio poslovne strategije HEP-a. Prve zakonske obveze u Republici Hrvatskoj za provedbu mjera smanjenja stradavanja ptica od elektrokucije datiraju iz 2005. godine. Uspostava Natura 2000 područja i ulazak Republike Hrvatske u Europsku Uniju 2013. godine donosi dodatne zakonske obveze koje reguliraju izgradnju nove i rekonstrukciju postojeće elektrodistribucijske mreže u ekološkoj mreži Natura 2000. Prilikom provedbe mjera zaštite ptica od elektrokucije, uvažavajući propise iz domene zaštite prirode, moraju se zadovoljiti svi uvjeti iz primjenjivih zakona, pravilnika, normi i drugih tehničkih propisa, uvažavajući prioritet osiguravanja pouzdanosti i sigurnosti opskrbe električnom energijom. Referat daje pregled dosadašnjih iskustava s provedbom mjera zaštite ptica od elektrokucije u HEP ODS-u, primjenjivih tehničkih rješenja i izazova pri provedbi mjera zaštite, kao i pozitivnih primjera suradnji sa sektorom zaštite prirode te konkretnih projekata sufinanciranih sredstvima EU.

Ključne riječi: bioraznolikost, elektrodistribucijska mreža, zaštita prirode, elektrokucija ptica, Natura 2000

ABSTRACT

Overhead electrical distribution network of HEP- Distribution System Operator (hereinafter HEP ODS) extends throughout the entire territory of the Republic of Croatia, and its technical characteristics varies depending on the voltage level, date of construction, environmental characteristics, techno-economic possibilities and other influencing factors. The most significant negative impact of the overhead power distribution network on biodiversity is bird mortality caused by electric shock - electrocution. Considering richness of ornitofauna in the Republic of Croatia, their movement and network usage, the interaction of birds with the power distribution network is inevitable, during which sometimes electrocution occurs. The risk of electrocution of birds is influenced by a number of factors such as the type and behavior of birds, habitat characteristics, climatic conditions, etc., but above all the technical performance of the overhead power distribution network. Reducing the negative impacts of electric power infrastructure on the environment and nature has been part of HEP's business strategy for several decades. The first legal obligations in the Republic of Croatia to implement measures to reduce the bird mortality from electrocution date back to 2005. The establishment of the Natura 2000 area and the accession of the Republic of Croatia to the European Union in 2013 bring additional legal obligations that regulate the construction of a new and reconstruction of the existing electricity distribution network in the Natura 2000 ecological network. When implementing measures to protect birds from electrocution, respecting nature protection regulations, all

requirements from applicable laws, ordinances, norms and other technical regulations must be met, respecting the priority of ensuring the reliability and safety of electricity supply.
The report provides an overview of past experiences with the implementation of measures to protect birds from electrocution in HEP ODS, applicable technical solutions and challenges in the implementation of protection measures, as well as positive examples of cooperation with the nature protection sector and specific projects co-financed by the EU.

Keywords: biodiversity, electricity distribution network, nature protection, bird electrocution, Natura 2000

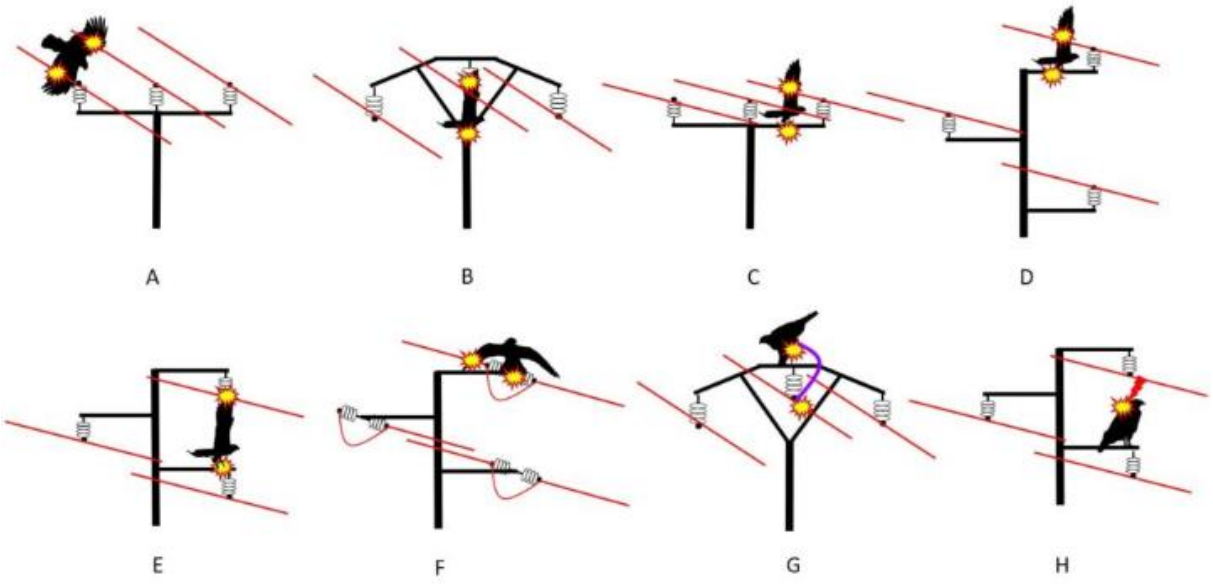
dinko.hrkec@hep.hr; marta.malenica@hep.hr; andrea.lovrincevic@hep.hr

1. UVOD

Jačanje svijesti o važnosti očuvanja okoliša i prirode, negativne posljedice čovjekovih aktivnosti na okoliš kojima svjedočimo i nastojanja da sačuvamo planet i za buduće naraštaje, rezultirala su sve brojnijim i sve zahtjevnijim zakonskih obvezama s područja zaštite prirode i okoliša. HEP – Operator distribucijskog sustava d.o.o. (HEP ODS) je tvrtka odgovorna za kvalitetnu isporuku električne energije kupcima na teritoriju čitave Hrvatske što podrazumijeva različite infrastrukturne aktivnosti na distribucijskoj elektroenergetskoj mreži koja se nerijetko nalazi i u područjima od iznimne ekološke važnosti uključujući Natura 2000 područja, nacionalne parkove i parkove prirode. U tom kontekstu jedan od važnijih izazova kojeg HEP ODS prepoznaje i s kojim se suočava je potreba za smanjenjem negativnih utjecaja na bioraznolikost, ponajviše na stradavanje ptica od elektrokucije. Ptice se na europskoj, pa čak i globalnoj razini, ubrajaju u jedne od zakonski najbolje zaštićenih skupina životinja. Ulaskom u Europsku Uniju, Hrvatska je usvojila brojne zakonske odredbe koje su dodatno ojačale njihovu zaštitu, a elektrokucija na srednjonaponskoj nadzemnoj mreži prepoznata je kao jedan od važnih uzroka njihove ugroženosti. Pritom treba istaknuti da je uvjerljiva glavnina hrvatske energetske infrastrukture izgrađena u vrijeme kada je svijest o zaštiti prirode, kao i zakonska regulativa koja uređuje to područje, bila na mnogo manje razvijenoj razini. Proglašenje Ekološke mreže Natura 2000 i donošenje pripadajućih propisa rezultirali su novim obvezama za HEP ODS koje za svoj krajnji cilj imaju očuvanje hrvatske i europske ornitofaune.

2. UVOD U PROBLEMATIKU ELEKTROKUCIJE PTICA U HRVATSKOJ

Iako površinom zauzima tek 1% teritorija Europe, prema podacima iz Crvene knjige [1] Hrvatska pripada među ornitofaunom najbogatije, najraznolikije i u pogledu zaštite ptica najvažnije europske zemlje te u njoj gnijezdi gotovo polovina od 524 europske vrste gnjezdarica. Istovremeno je hrvatska ornitofauna vrlo ugrožena, ponajviše zbog sve većeg antropogenog utjecaja na okoliš. Jedan od važnih uzroka ugroženosti predstavlja i elektroenergetska mreža te se procjenjuje da je zbog stradavanja na električnim vodovima (zbog elektrokucije ili kolizije) ugroženo 7,5 % zaštićenih vrsta ptica, među kojima valja istaknuti grabljivice koje su u najvećoj mjeri pogođene ovom ugrozom. Nadzemna distribucijska mreža HEP ODS-a proteže se diljem cijele Hrvatske te je prisutna u svim zaštićenim područjima kao i područjima od velike važnosti za ptice. Prema GIS podacima HEP ODS-a unutar Natura 2000 područja očuvanja značajnih za ptice trenutno nalazi oko 5.000 kilometara nadzemnih srednjonaponskih vodova s pripadajućim stupnim transformatorskim stanicama i rastavljačima, od kojih je dio izoliran i ne predstavlja ugrozu za ptice, međutim određeni dio postojeće mreže i dalje predstavlja ugrozu za nastanak elektrokucije. U tom kontekstu je neizbježna interakcija s elementima elektroenergetske infrastrukture koju ptice nerijetko koriste za gniježđenje, odmor ili potragu za hranom. Dok je kolizija (sudaranje ptica s električnim vodovima) više prisutna na elementima visokonaponske mreže, elektrokucija ptica je karakteristična za nadzemnu srednjonaponsku mrežu 10 kV, 20 kV i 35 kV zbog manjeg međusobnog razmaka dijelova mreže pod naponom, odnosno zbog dizajna pojedinih elemenata nadzemne mreže i laganog pristupa dijelovima pod naponom s uzemljenih dijelova mreže. Događa se najčešće prilikom uzlijetanja i slijetanja kada ptica istovremeno dodirne dva fazna vodiča ili jedan fazni vodič i uzemljene dijelove stupa, uzrokujući kratki spoj kako je prikazano na slici 1.

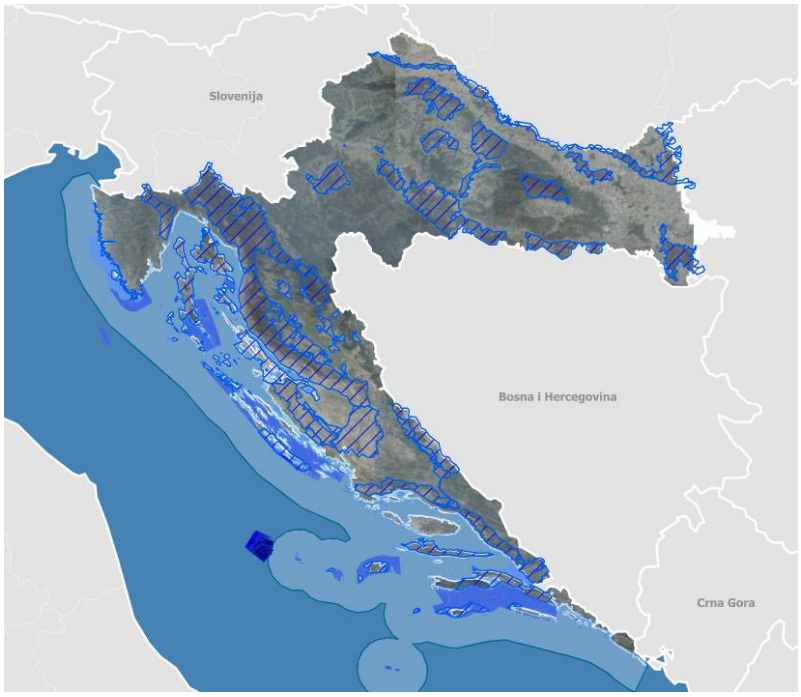


Slika 1 - Shematski prikaz nastanka elektrokucije ptica na nadzemnim vodovima; Izvor: www.birdelectrocution.org)

Također na smrtnost ptica od elektrokucije na srednjonaponskoj mreži utječe prisutnost velikog broja rastavljača (linijskih, otcjepnih) i stupnih transformatorskih stanica, koji svojom izvedbom na uobičajeni način predstavljaju velik rizik od elektrokucije.
Elektrokucijom su najugroženije ptice većih dimenzija s velikim rasponom krila koje zbog svojih bioloških karakteristika koriste elemente mreže za gniježđenje ili mjesto za izvid. Na rizik od elektrokucije utječe veći broj faktora poput obilježja samog staništa, topografije, klimatskih uvjeta, ponašanja ptica, dobnih i spolnih karakteristika, a ponajviše tehničke izvedbe elemenata nadzemne elektrodistribucijske mreže. Broj stradalih ptica od elektrokucije nije jednostavno utvrditi, ali prema dostupnim podacima iz rada Guil i Perez-Garcia [2] u Europi se u prosjeku bilježi smrtnost od 14 ptica na svakih 100 stupova nadzemne mreže, pri čemu za populaciju grabljivica to iznosi 8 usmrćenih jedinki na 100 stupova. Nažalost, realnu sliku o broju ptica koje stradavaju od strujnog udara vrlo je teško dobiti i dostupni podatci su vjerojatno tek vrh sante leda. Vrlo je malo primjera sustavnog i objektivnog praćenja broja stradalih ptica od strujnog udara, a u velikom broju slučajeva sagledavanje pravog broja uvelike je onemogućeno: žrtve elektrokucije se najčešće ne mogu pronaći (oko 70% tijela stradalih ptica nestane unutar 24 sata zahvaljujući strvinarima), preživjele ozlijeđene ptice mogu se značajno udaljiti od mjesta nesreće prije nastupanja smrti ili teren može biti vrlo nepregledan tako da je stradale ptice gotovo nemoguće uočiti.

2.1 Zakonski okviri

Krovni zakonski akt za provedbu aktivnosti zaštite ptica je Zakon o zaštiti prirode [3]. Njime se uređuje sustav zaštite i cjelovitog očuvanja prirode i njezinih dijelova od interesa za Hrvatsku. Uredbom o ekološkoj mreži i nadležnostima javnih ustanova za upravljanje područjima ekološke mreže [4] utvrđeni su stručni kriteriji za odabir područja ekološke mreže te popis vrsta i stanišnih tipova čije očuvanje zahtijeva određivanje područja ekološke mreže, uključujući i prioritetne divlje vrste te stanišne tipove. Uredbom [4] su definirana Područja očuvanja značajna za ptice (POP), ključna za očuvanje i ostvarivanje povoljnog stanja divljih vrsta ptica i njihovih staništa koje su od interesa za Europsku uniju (slika 2).



slika 2 - Prikaz Natura 2000 Područja očuvanja značajnih za ptice u RH (plavo šrafirano); Izvor - bioportal.hr/gis

Od zakonskih propisa vezanih uz Natura 2000 područja, od posebne je važnosti za HEP ODS Pravilnik o ciljevima očuvanja i mjerama očuvanja ciljnih vrsta ptica u područjima ekološke mreže [5] u kojem su mjerama očuvanja iz domene energetike obuhvaćene 22 strogo zaštićene ptičje vrste koje ugrožava elektrokucija. Prema Prilogu 1. Pravilnika [5], elektroenergetsku infrastrukturu u području ekološke mreže (Natura 2000 područja očuvanja značajna za ptice) potrebno je planirati i graditi na način da se spriječe kolizije ptica na visokonaponskim (VN) nadzemnim vodovima i elektrokucije ptica na srednjonaponskim (SN) nadzemnim vodovima, a na dionicama postojećih nadzemnih vodova, na kojima se na temelju praćenja potvrdi povećani rizik od kolizije i elektrokucije, potrebno je provesti tehničke mjere sprečavanja daljnjih stradavanja ptica.

Nasuprot legislativi iz područja zaštite prirode koja zadire u domenu energetike, nadzemni srednjonaponski elektrodistribucijski vodovi građeni su i grade se u skladu s odredbama Pravilnika o tehničkim normativima za izgradnju nadzemnih elektroenergetskih vodova nazivnog napona od 1 kV do 400 kV [6]. Pravilnik [6]se odnosi na prijenosne i distribucijske vodove nazivnih napona 1 kV do 400 kV, ne primjenjuje se na kontaktne vodove za električnu vuču i na kabelske vodove. Pravilnikom [6] su propisani uvjeti u kojima se izrađuju proračuni elemenata nadzemnih vodova, karakteristike elemenata (stupova, vodiča, izolatora, temelja, zaštitne užadi) te uvjeti kod približavanja vodova drugim objektima (sigurnosne visine i sigurnosne udaljenosti). Obzirom da spomenuti Pravilnik [6]datira iz vremena od prije nekoliko desetaka godina, kada zaštita prirode nije bila u fokusu kao u današnje vrijeme, njime nisu razmatrane nikakve mjere za sprječavanje stradavanja ptica od elektrokucije. Na razini Europske unije u 2012. godini donesena je norma za projektiranje, gradnju i održavanje nadzemnih vodova (dalekovoda) EN 50341-1:2012 Overhead electrical lines exceeding AC 1 kV – Part 1: General requirements – Common specifications [7]. Predmetnu normu je Hrvatski zavod za norme u travnju 2013. g. prihvatio kao hrvatsku normu HRN EN 50341-1:2013 Nadzemni električni vodovi izmjenične struje iznad 1 kV -- 1. dio: Opći zahtjevi -- Zajedničke specifikacije [8]. U svrhu kompletiranja norme EN 50341 kao cjelovitog dokumenta, svaka država članica EU-a je u obvezi izraditi drugi dio norme tj. Nacionalne normativne aspekte koji zajedno s 1. dijelom postaju mjerodavni za projektiranje i gradnju nadzemnih vodova (dalekovoda) na području države članice EU. Prvim dijelom norme HRN EN 50341 nisu postavljeni nikakvi zahtjevi glede zaštite ptica od strujnog udara, to je potencijalno sastavni dio nacionalnog dodatka.

2.2 Dosadašnja iskustva HEP ODS-a sa zaštitom ptica

Premda su se aktivnosti u dijelu smanjenja elektrokucije ptica značajno intenzivirale ulaskom u Europsku uniju i usvajanjem zakonskih propisa koji sagledavaju utjecaj energetike na ugrožene vrste ptica, problematika zaštite ptica počela se sagledavati u poslovanju HEP ODS-u mnogo ranije. Tako je HEP još 1996. god. izradio i donio interni propis o zaštiti elektroenergetskih objekata i postrojenja od malih životinja [9], a na osnovu rješenja Elektroenergetske inspekcije Ministarstva gospodarstva RH. Uvođenjem Sustava upravljanja okolišem prema

normi ISO 14001 2013. godine usvojena je Radna uputa za provedbu mjera zaštite ptica od strujnog udara [10] koja je usmjerena na mitigacijske mjere koje podrazumijevaju ugradnju izolacijske opreme kao i opreme koja sprječava slijetanje ptica na elemente pod naponom.

Jedan od pozitivnih primjera dugogodišnjeg doprinosa HEP ODS-a zaštiti strogo zaštićenih vrsta ptica je i provedba Sporazuma o zaštiti bijelih roda koje gnijezde na stupovima distribucijske mreže [11]. Aktivnosti ugradnje nosača za rodina gnijezda i ugradnje zaštitne opreme provode se sustavno još od 2004. godine. Godine 2016. potpisan je novi Sporazum između Ministarstva zaštite okoliša i energetike, Parka prirode Lonjsko polje, 13 županijskih javnih ustanova za upravljanje zaštićenim područjima kojim je obuhvaćena i tehnička podrška prilikom prstenovanja bijelih roda. Danas su bijele rode jedan od prepoznatljivih simbola HEP-a i predanosti društveno odgovornom poslovanju, a trenutno se više od 1000 rodinih gnijezda nalazi na HEP-ovim stupovima.

Zbog brojnih ograničavajućih faktora za sustavnu provedbu praćenja stradavanja ptica od strujnog udara te oskudnih dostupnih podataka koji ne odgovaraju realnoj slici stanja, u suradnji s ornitolozima iz Udruge BIOM (hrvatski BirdLife partner) tijekom 2017. godine pokrenuta je izrada studije pod nazivom Utvrđivanje najkritičnijih dijelova SN mreže za stradavanje ptica unutar Natura 2000 područja radi provođenja mjera zaštite ptica od elektrokucije [12]. Studija je obuhvatila i terensko praćenje smrtnosti ptica u kritičnim dijelovima te su utvrđena ukupno 84 slučaja elektrokucije sa značajnom zastupljenošću zaštićenih i ugroženih ptičjih vrsta što čini prosjek od 0.165 stradavanja po obiđenom stupu. Rezultati studije omogućili su određivanje prioritetnih dionica vodova za provedbu mjera zaštite ptica od elektrokucije.

Trenutno su u fazi provedbe dva projekta sufinancirana programom Europske unije pod nazivom LIFE na kojima HEP ODS sudjeluje kao partner korisnik radi mitigacije negativnih posljedica elektrokucije na odabrane ptičje vrste. Projekt LIFE Danube Free Sky pokrenut je 2020. godine, a glavni cilj mu je doprinijeti strateškom cilju biološke raznolikosti Europske unije. Smanjenjem smrtnosti ptica od stradavanja na dalekovodima unutar ukupno dvadeset i dva područja Nature 2000 važnih za ptice, postići će se sigurnija ruta migracija ptica duž Dunava te će se također povećati postotak preživljavanja 19 važnih vrsta. Ukupna vrijednost projekta iznosi 6.636.170 € s trajanjem od 60 mjeseci. Sudjeluje čak 15 partnera iz sedam zemalja Dunavske regije, a glavni koordinator je Slovačka. Aktivnosti HEP ODS-a odnose se na smanjenje elektrokucije i kolizije ptica na vodovima u Elektroslavoniji Osijek unutar Parka prirode Kopački rit. U sklopu projekta HEP ODS planira zaštititi 96 stupnih transformatorskih stanica, zamijeniti 40 km neizoliranih vodiča korištenjem poluizoliranog vodiča te ugraditi divertere na 35 kV dalekovod unutar Kopačkog rita kako bi se spriječila kolizija ptica. U 2023. godini pokrenut je projekt LIFE SUPport s ciljem poboljšanja zaštite bjeloglavog supa kao i uvjeta za njihovo gniježđenje u Hrvatskoj. Populaciju bjeloglavog supa u Hrvatskoj, kako je potvrdila i spomenuta studija, u značajnoj mjeri ugrožava elektrokucija. Ukupna vrijednost projekta iznosi 2.159.598 € s trajanjem od 60 mjeseci. Aktivnosti HEP ODS-a odvijaju se u Elektoprimorju Rijeka na području Kvarnera te uključuju provedbu mjera zaštite ptica na dvjesto stupova nadzemne srednjonaponske mreže instalacijom izolacijske opreme ili zamjenom neizoliranih vodiča izoliranima.

U HEP ODS-u je u tijeku značajan i sveobuhvatan projekt Modernizacija hrvatske distribucijske mreže, sufinanciran sredstvima EU, u sklopu kojeg je jedna od projektnih aktivnosti Modernizacija mreže u Natura 2000 područjima. Ukupni prihvatljivi troškovi ove projektne aktivnosti iznose cca 49,1 mil. € od čega se 93,74% odnosi na bespovratna sredstva. Modernizacija mreže unutar Natura 2000 područja obuhvaća projektiranje, izgradnju i rekonstrukciju/modifikaciju nadzemne elektroenergetske mreže, u skladu s pozitivnim propisima RH, uvažavajući specifičnosti podneblja te tehno- ekonomske kriterije. Projektom modernizacije su obuhvaćeni nadzemni vodovi 35 kV, 20 kV i 10 kV, stupne transformatorske stanice 10(20)/0,4 kV i nadzemna 0,4 kV mreža. Cilj ove projektne aktivnosti je modernizirati najmanje 500 km nadzemne mreže do lipnja 2026. godine.

Značajan iskorak prema donošenju internih pravila za izgradnju nadzemne elektroenergetske mreže u skladu sa primjenjivim zakonskim propisima iz područja zaštite prirode napravljen je 2022. godine kada je napravljena Studija tehničkih rješenja kod projektiranja, izgradnje i rekonstrukcije/modificiranja nadzemne elektrodistribucijske mreže u Natura 2000 područjima [13] koja je za razliku od dotadašnje prakse prednost dala dugoročnim tehničkim rješenjima koja ne predstavljaju opasnost za nastanak elektrokucije. U idućoj točki ovog referata dan je pregled tehničkih rješenja zaštite ptica koja se prema spomenutoj studiji mogu primijeniti na postojećoj srednjonaponskoj nadzemnoj mreži, prilikom njezine rekonstrukcije/modifikacije ili kod izgradnje nove nadzemne mreže.

3. PREGLED PRIHVATLJIVIH TEHNIČKIH IZVEDBI SREDNJONAPONSKE NADZEMNE MREŽE U NATURA 2000 PODRUČJIMA

3.1. Nadzemna mreža nazivnog napona 35(30) kV

Nadzemna 35 kV mreža građena je s visećim izolatorima i oblikom glave jela, a obzirom na veće razmake između dijelova pod naponom i uzemljenih dijelova nije generalno prepoznata kao rizična, međutim rizične su zaštitne armature (rogovi, iskrišta) koji se na njoj koriste. U svrhu sprečavanja stradavanja ptica od elektrokucije uslijed zadržavanja na zaštitnim armaturama na izolatorskim lancima, na postojećoj mreži u Natura 2000 područjima preporuča se uklanjanje zaštitnih iskrišta i rogova, odnosno preporuka je da ih se ne ugrađuje kod izgradnje nove mreže. Kao alternativa zaštitnim armaturnim elementima preporuča se ugradnja linijskih odvodnika prenapona u područjima s velikom učestalošću atmosferskih pražnjenja.

3.2. Nadzemna mreža nazivnog napona 10(20) kV

Podzemno kabliranje se smatra najučinkovitijim rješenjem za zaštitu ptica od elektrokucije. Vrlo je dobro poznato te prihvatljivo i iz perspektive kvalitete opskrbe kupaca te smanjenja troškova održavanja. U novije vrijeme bilježi se trend rasta zastupljenosti podzemne mreže u odnosu na nadzemnu mrežu, i to ne nužno zbog prevencije elektrokucije. Ipak, ovo se rješenje nažalost ne može uvijek primjenjivati zbog tehničkih, imovinsko-pravnih, ali i ekonomskih razloga.

U situacijama kada je na postojećoj ili novoj nadzemnoj mreži glavnina nosnih stupova drvena te ne predstavlja rizik za ptice, ali u određenoj mjeri su zastupljeni betonski ili čelično-rešetkasti zatezni stupovi koji se smatraju opasnima, preporuča se ugradnja izolacijske opreme prikazane na slici 3 (kape, profili, cijevi, križevi, prečke) za sprječavanje dodira ptica i dijelova pod naponom na rizične stupove. Na ovaj način izolacijska oprema se ugrađuje „točkasto“ na manji broj rizičnih stupova u mreži, dok najviše zastupljeni nosivi drveni stupovi ne zahtijevaju provedbu mjera zaštite.

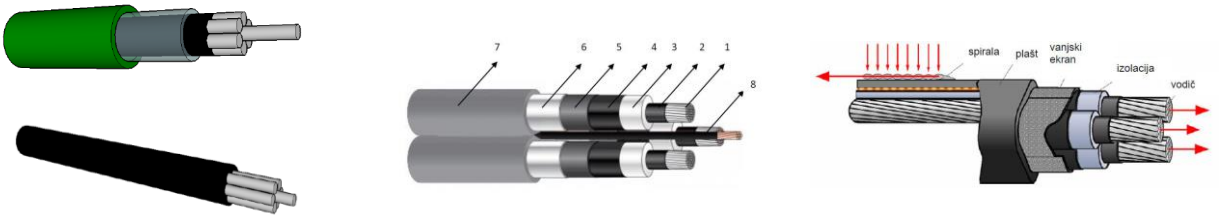
slika 3 - Prikaz ugrađene izolacijske opreme; Izvor – HEP ODS

U slučaju kada se gradi novi vod primjenom potencijalno rizičnih betonskih ili čelično rešetkastih izvedbi stupova, ili se postojeći vod izgrađen na drvenim stupovima (sigurno rješenje za ptice) planira rekonstruirati korištenjem navedenih tipova stupova, mitigacija elektrokucije može ići u nekoliko smjerova: primjena oblika glave stupa jela (slike 4 i 5), primjena konzole tipa parat (slika 6) ili primjena izoliranih vodiča (poluizolirani vodič, samonosivi kabelski snop ili univerzalni kabel) prikazanih na slici 7.

slika 4 - drveni stup oblika glave jela; Izvor – HEP ODS

slika 5 - ČR stup oblika glave jela; Izvor – HEP ODS

slika 6 - stup oblika glave parat; Izvor – studija (13)



slika 7 - poluizolirani vodič, univerzalni samonosivi kabelski snop i univerzalni kabel; Izvor – studija (13)

Svaki dalekovod zahtjeva individualni pristup gdje primjena najboljeg rješenja da se zadovolje tehnički uvjeti, ali i legislativa iz područja zaštite prirode ovise o većem broju faktora i ograničenja, a nerijetko podrazumijeva i njihovu kombinaciju kako bi se iznašlo najbolje moguće rješenje. Tako se primjerice na zateznim stupovima mogu koristiti produžnici izolatorskog lanca ili koristiti produljeni izolatori i izolirati se strujni mostovi, odnosno izvesti se izoliranim vodičem (slika 8)

slika 8 - korištenje produljenih izolatora; Izvor – studija (13)

3.3 Stupne transformatorske stanice

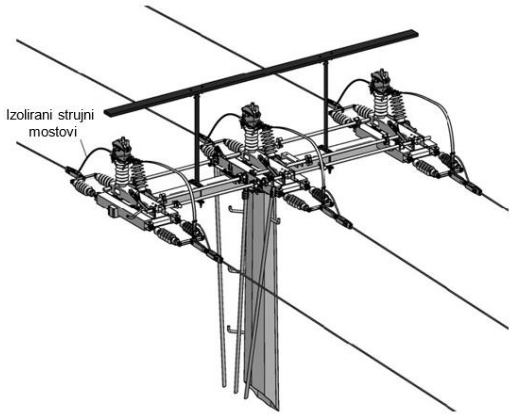
Znatno smanjenje rizika od elektrokucije ptica na postojećim ili novim stupnim transformatorskim stanicama može se postići na sljedeći način (slike 9 i 10):
a) promijeniti zavješenje priključnog srednjonaponskog voda izvedenog neizoliranim vodičima na način da se potporni izolatori u vrhu stupa zamijene zateznim izolatorskim lancima, po potrebi s produžnicima ili priključni vod od staničnog rastavljača do stupne transformatorske stanice izvesti izoliranim vodičem,
b) s vrha glave stupa ukloniti sve rizične elemente, odvodnike prenapona prebaciti niže u konstrukciju ČR stupa ili ispod glave stupa na BS, koristiti podnožje osigurača u koje su integrirana 3 odvodnika prenapona,
c) sve strujne mostove izvesti izoliranim vodičem,
d) ukloniti iskrišta na provodnim izolatorima transformatora
e) izolirati spojeve transformatora.

slika 9 - STS s izoliranim priključnim vodom; Izvor – HEP ODS

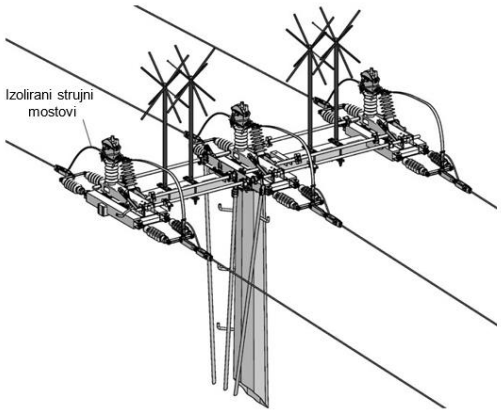
slika 10 - STS s priključnim vodom zavješenim na zatezne izolatore; Izvor – HEP ODS

3.4 Rastavljači u srednjonaponskoj mreži

Za postojeće linijske rastavljače montirane horizontalno na konzolu na vrhu stupa u potpunosti su primjenjive mjere zaštite definirane u njemačkom VDE standardu [14], prikazane na slikama 11 i 12, a svode se na izoliranje svih strujnih mostova ili njihovu izvedbu izoliranim vodičem, postavljanjem izolacijske prečke za slijetanje ptica iznad rastavljača kao i postavljanjem 3D šiljaka (Andrijinih križeva) između polova rastavljača. Po potrebi se ugrađuju produžnici izolatora, odnosno izoliraju se zatezne stezaljke. Za nove linijske rastavljače predlaže se horizontalna ugradnja rastavljača na konzolu ispod magistralnog dalekovoda te izoliranje strujnih mostova (ili izvedba s izoliranim vodičem) i zateznih stezaljki. Za postojeće i nove otcjepne rastavljače predlaže se izoliranje strujnih mostova ili njihova izvedba izoliranim vodičem, izoliranje zateznih stezaljki te po potrebi ugradnja šiljaka za sprječavanje slijetanja ptica u blizini rastavljača.



slika 11 – rastavljač s prečkom i izoliranim strujnim mostovima; Izvor – VDE standard [14]



slika 12 - rastavljač s Andrijinim križevima i izoliranim strujnim mostovima; Izvor –VDE standard [14]

4. ZAVRŠNA RAZMATRANJA I ZAKLJUČCI

Nadzemna distribucijska mreža u Hrvatskoj većinom je projektirana i građena između 60-tih i 80-tih godina prošlog stoljeća, a postoje i primjeri dalekovoda koji su građeni prije čak 100 godina. Tada postojeći zakonski okvir koji je određivao procjenu učinaka infrastrukture na okoliš i prirodu nije imao današnje zahtjevne kriterije kojima se ocjenjuje prihvatljivost zahvata na okoliš, prirodu i bioraznolikost, a ekološka mreža nije ni postojala. Danas se projektira i gradi vrlo malo novih distribucijskih nadzemnih dalekovoda po novim trasama. Uglavnom se radi o obnovama postojećih 35 kV i 10(20) kV vodova, koji su dotrajali. Procijenjeni životni vijek dalekovoda je oko 40-50 godina, a njihovo održavanje podrazumijeva zamjenu dotrajalih stupova, izolacije, vodiča, uzemljenja i ostale potrebne opreme. Novija distribucijska mreža se sve češće izvodi polaganjem podzemnih kabelskih vodova gdje je to moguće, a osobito u urbanim područjima, te uz postojeće i nove prometnice.

Iako do elektrokucije naravno može doći i izvan Natura 2000 područja, glavninu problematike elektrokucije čine već izgrađeni vodovi koji se nalaze u područjima očuvanja značajnim za ptice. Prema GIS podacima HEP ODS-a takvih vodova u Natura 2000 područjima ima oko 5000 km. Iako određeni dio takvih vodova zbog svoje izvedbe ne predstavlja rizik za ptice te je u određenim područjima provedbom mitigacijskih mjera i podzemnim kabliranjem njihov učinak negativan učinak sveden na minimum, u novije vrijeme se uslijed rekonstrukcije postojećih vodova drveni stupovi nerijetko zamjenjuju rizičnim betonskim ili čelično rešetkastim izvedbama što u konačnici može produbiti ovaj problema ukoliko se ne sagledavaju i uvjeti zaštite prirode.

Zaštita ptica od elektrokucije predstavlja interdisciplinarno i relativno novo područje koje zahtjeva suradnju te međusobno uvažavanje stručnjaka iz područja energetike i stručnjaka iz područja zaštite prirode. Nažalost, te dvije discipline najčešće zbog vrlo različitih svjetonazora i ″profesionalnog sljepila″ ne nalaze uvijek lako zajednički jezik i ponekad nemaju previše razumijevanja za zahtjeve one druge strane.

Činjenica je da se u posljednjih desetak godina mnogo radilo na razumijevanju, osvještavanju i rješavanju problematike elektrokucije unutar HEP ODS-a. Kroz pokrenute studije, suradnje sa zelenim sektorom i partnerstvima na EU projektima posvećenim zaštiti ptica napravljen je važan iskorak prema rješavanju ovog

problema i implementaciji primjenjivih zakonskih propisa iz područja zaštite prirode u svoje poslovanje. Ipak, unatoč svemu do sada navedenom, na razini Hrvatske još uvijek nema strukturirane i sustavne provedbe potrebnih mjera za očuvanje ciljnih vrsta ptica od elektrokucije na područjima ekološke mreže.

Važan aspekt učinkovite provedbe mjera zaštite ptica od elektrokucije predstavljaju podatci o stradavanju ptica, a u tom kontekstu nedostaje strukturirano i dosljedno praćenje stradavanja te primjena neophodnih mjera kojima bi se zajamčila sigurnost od strujnog udara za ptice na distribucijskoj mreži. To se posebno odnosi na suradnju s tijelima javne uprave, koja prema dostupnim saznanjima, nisu ustrojila efikasan sustav praćenja stradavanja ptica i kontrole provedbe mjera zaštite ptica propisanih Pravilnikom [5] na području ekološke mreže. Također, nedostaju sistematizirane i jasne te obvezujuće upute za provedbu mjera očuvanja propisanih Pravilnikom [5] kojima bi se na postojećim i novim zahvatima uklonio rizik elektrokucije ciljnih vrsta ptica na području ekološke mreže što se odnosi na sve dionike povezane ovom problematikom: od HEP ODS-a kao investitora, projektanata koji definiraju tehnička rješenja do nadležnih javnih ustanova za zaštićena područja Ministarstva energetike i održivog razvoja koji izdaje dozvole za izgradnju mreže u zaštićenim područjima.

U svrhu kvalitetnije daljnje provedbe mjera zaštite ptica od strujnog udara u Hrvatskoj predlažu se sljedeći koraci:

- uspostaviti sustavno i kontinuirano praćenje stradavanja ptica od elektrokucije na državnoj razini,
- kvalitetnije nadzirati projekte rekonstrukcije i izgradnje novih vodova u Natura 2000 područjima na svim razinama,
- tipizirati izvedbe nadzemnih vodova prihvatljive za primjenu u Natura 2000 područjima,
- intenzivirati suradnju sa zelenim sektorom u područjima očuvanja značajnim za ptice
- sustavno raditi na osvještavanju problematike elektrokucije kod svih dionika.

O HEP-Operatoru distribucijskog sustava d.o.o.

HEP ODS, organiziran kroz sjedište u Zagrebu i 21 distribucijsko područje, obavlja reguliranu djelatnost distribucije električne energije u Republici Hrvatskoj. Odgovoran je za vođenje, održavanje, izgradnju i razvoj distribucijske mreže na teritoriju čitave Hrvatske. Sa 6.879 radnika predstavlja najveće društvo unutar nacionalne energetske tvrtke - Hrvatske elektroprivrede, te je vlasničkom i upravljačkom strukturom povezan s ostalim društvima unutar HEP grupe. Distribucijsku mrežu, zbog geografskog položaja Republike Hrvatske, karakterizira velika razlika između pojedinih distribucijskih područja po broju korisnika, količini i prirodi potrošnje električne energije, prostornoj rasprostranjenosti, razini izgrađenosti te tehnološkoj razini postrojenja i mreže.
Distribucijsku mrežu HEP ODS-a čini 4.535,8 km vodova naponske razine 35(30) kV, 38.466,8 km vodova razine 10(20) kV, 61.767,8 km vodova razine 0,4 kV te 37.166,5 km kućnih priključaka. U distribucijskoj mreži ukupno je 27.028 transformatorskih stanica, uključujući i objekte u zajedničkom vlasništvu s HOPS-om i korisnicima mreže, s ukupnom instaliranom snagom od 23.694,2 MVA.
HEP ODS je posvećen održivom poslovanju, zaštiti okoliša i smanjenju negativnih utjecaja na bioraznolikost u blizini svojih postrojenja. S tim ciljem implementiran je sustav upravljanja okolišem prema normi ISO 14001 i sustav upravljanja energijom prema ISO 50001 na razini cijelog Društva.

LITERATURA

[1] V. Tutiš, J. Kralj, D. Radović, D. Ćiković, 2013, Crvena knjiga ptica hrvatske; Ministarstvo zaštite okoliša i prirode, DZZP, Zagreb,
[2] Guil, F. i Perez-Garcia, J. M. 2022. Bird electrocution on power lines: Spatial gaps and identification of driving factors at global scales. Journal of Environmental Management, 301
[3] Zakon o zaštiti prirode (NN 80/13, 15/18, 14/19, 127/19)
[4] Uredba o ekološkoj mreži i nadležnostima javnih ustanova za upravljanje područjima ekološke mreže (NN 80/19)
[5] Pravilnik o ciljevima očuvanja i mjerama očuvanja ciljnih vrsta ptica u područjima ekološke mreže (NN 25/20 i 38/20)
[6] Pravilnik o tehničkim normativima za izgradnju nadzemnih elektroenergetskih vodova nazivnog napona od 1 kV do 400 kV (Službeni list SFRJ br. 65/88 i br. 18/92)
[7] EN 50341-1:2012 "Overhead electrical lines exceeding AC 1 kV - Part 1: General requirements – Common specifications"
[8] HRN EN 50341-1:2013 "Nadzemni električni vodovi izmjenične struje iznad 1 kV -- 1. dio: Opći zahtjevi -- Zajedničke specifikacije (EN 50341-1:2012)", Hrvatski zavod za norme
[9] Zaštita elektroenergetskih objekata i postrojenja od malih životinja, interni propis HEP-a, 1996.
[10] Radna uputa za provedbu mjera zaštite ptica od strujnog udara, interni propis HEP ODS-a, 2012.
[11] Sporazum o zaštiti bijelih roda koje gnijezde na stupovima distribucijske mreže, 2004.

[12] M. Zec, I. Katanović, P. Čulig, 2017, Identifikacija najkritičnijih dijelova SN mreže za stradavanje ptica unutar Natura 2000 područja radi provođenja mjera zaštite ptica od elektrokucije – Konačni izvještaj, Udruga BIOM, Zagreb,
[13] Dalekovod Projekt, 2022, Studija tehničkih rješenja kod projektiranja, izgradnje i rekonstrukcije/modificiranja nadzemne elektrodistribucijske mreže u Natura 2000 područjima, Zagreb
[14] VDE-AR-N 4210-11:2011-08 Vogelschutz an Mittelspannungsfreileitungen, 2011., Njemačka
[15] APLIC, 2006, Avian Power Line Interaction Committee Suggested Practices for Avian Protection on Power Lines: The State of the Art in (2006). Washington DC and Sacramento, CA: Edison Electric Institute, APLIC and the California Energy Commission, str. 10 -16
[16] M. Ferrer, 2012, Birds and powerlines. From conflict to a solution. Foundation MIGRES-Endesa, Sevilla (str. 8 -10)
[17] D. Radović, J. Kralj, V. Tutiš, J. Radović, R. Topić, 2005, Nacionalna ekološka mreža – važna područja za ptice u Hrvatskoj, Državni zavod za zaštitu prirode, Zagreb, str. 8 – 13
[18] M. Malenica, 2016, Rizici stradavanja ptica od elektrokucije na srednjonaponskoj nadzemnoj mreži HEP ODS-a unutar ekološke mreže Natura 2000, 5. (11.) savjetovanje HO CIRED, Osijek, 15. - 18. svibnja, str. 7 – 9
[19] Hrvatska agencija za okoliš i prirodu (2017): Bioportal – područja očuvanja značajna za ptice. Dostupno na: http://www.bioportal.hr/gis/.
[20] F. Guil, M. Àngels Colomer, R. Moreno-Opo, A. Margalida, 2015, Space-time trends in Spanish bird electrocution rates from alternative information sources. Global Ecology and Conservation 3, str. 379–388
[21] Raptor Protection of Slovakia, 2019, Protecting birds from power lines focusing on countries of Danube/Carpathian region
[22] J. Botelho De Sousa, 2017, Eletrocussão de aves em apoios da rede elétrica e métodos de correção. University of Lisbon,. Dostupno na: https://www.researchgate.net/publication/316241102
[23] D. Haas, M. Nipkow, G. Fiedler, R. Schneider, W. Haas, B. Schürenberg, 2003, Protecting Birds from Powerlines: a practical guide on the risks to birds from electricity transmission facilities and how to minimise any such adverse effects, Report written by BirdLife International on behalf of the Bern Convention, Strasbourg

CIRED CRNA GORA

I SAVJETOVANJE O ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Број рада: R1-06

ДИЈАГНОСТИКА ЈЕДНОСТРУКИХ И ДВОСТРУКИХ ЗЕМЉОСПОЈЕВА НА НАДЗЕМНИМ ВОДОВИМА АНАЛИЗОМ МАГНЕТНОГ ПОЉА

DIAGNOSTICS OF SINGLE AND DOUBLE POLE EARTH FAULTS ON OVERHEAD LINES BY ANALYSIS OF THE MAGNETIC FIELD

ГОРАН ЖИВАДИНОВИЋ, Електродистрибуција Србије, д.о.о. Београд, Србија

КРАТАК САДРЖАЈ

На тржишту се појављују уређаји за дијагностику врсте и места квара на надземним водовима, који податке о кварy шаљу на SCADA. Овај рад анализира математички модел на основу кога је могуће поставити критеријум препознавања једноструких и двоструких земљоспојева. Аутору није позната обимнија литература из ове области, па је зато све потребне аналитичке изразе извео елементарним математичким апаратом и дао у тексту. Резултати оваквог истраживања се не користе директно, већ су интегрални део софтвера поменутих уређаја, који обрађује дигитализоване податке аналогних измерених величина.

У раду се анализира магнетно поље у околини надземног трофазног вода при појави једнополног и двополног земљоспоја. Одређују се компоненте магнетног поља трофазног надземног вода на вертикалном стубу (2,5-3) метара испод доњих проводника, где се обично поставља уређај за откривање и дијагностику квара. Рад показује да се мерењем хоризонталне и вертикалне компоненте јачине магнетног поља $\vec{H}$ у некој тачки на стубу испод проводника надземног вода може дијагностиковати појава једнополног и двополног земљоспоја, и која од три фазе је у земљоспоју. Показује се да је критеријум препознавања земљоспоја, поред пораста и опадања компоненти магнетног поља, и количник вертикалне и хоризонталне компоненте поља. Модуо тог количника и његов фазни угао могу се користити за дијагностику и утврђивање врсте квара. Математички модел и бројчани пример су представљени на конкретном 10kV воду.

Дат је и пример софтверског подешавања једног уређаја за препознавање врсте квара.

Кључне речи: магнетно поље, надземни вод, једнополни, двополни и трополни земљоспој, дијагностика врсте квара, софтверска подешавања.

ABSTRACT

Devices for diagnosing the type and place of failure on overhead lines are appearing on the market, which send data to SCADA. This paper presents a mathematical model which gives the criteria for recognizing single and double earth faults. The author is not familiar with the literature in this area, so he derived all the necessary analytical expressions and gave them in the text. The results of such research are not used directly, but are an integral part of the devices software, which processes binary data of analog measured quantities.

The magnetic field in the vicinity of the overhead three-phase line is analyzed when a single and double-pole earth-fault occurs. The components of the magnetic field of the three-phase overhead line are calculated at the vertical pole, (2,5-3) meters below the lower conductors, where the device for fault detection and diagnosis is usually placed. The work shows that by measuring the horizontal and vertical components of the magnetic field H at some point on the pole under the conductor of the overhead line, it is possible to diagnose the occurrence of a single-pole earth-fault in the network, and which of the three phases is in the fault. It can be shown that the criterion for recognizing an earth fault, in addition to the rise and fall of the magnetic field components, can also be the quotient of the vertical and horizontal field components. The modulus of that quotient and its phase angle can be used for diagnostics and determining the type of failure. A mathematical model and a numerical example on a specific 10kV line are given.

Software settings of fault detection device, which uses results presented in the paper, are shown.

Key words: magnetic field, overhead line, single, double and three-pole ground fault, fault type diagnostics, software settings.

Горан Живадиновић, Стјепана Филиповића 36/1, посао: Проте Матеје 10-14, goran.zivadinovic@ods.rs. (тел. 064 8974633).

1. УВОД

Због недостатка простора не разматрају се све врсте кварова у трофазној надземној мрежи, већ само једноструки, двоструки и троструки земљоспој, и дају се критеријуми распознавања врсте квара. У раду је показано да за дијагностику и препознавање врсте земљоспоја се користи хоризонтална и вертикална компонента јачине магнетног поља на стубу испод вода. Компоненте електричног поља се не могу користити за детекцију кварова «иза» уређаја, (према потрошачу), јер је јачина електичног поља сразмерна фазним напонима, а они зависе од позиције уређаја у односу на место квара. Електрично поље се користи за анализу кварова «испред» уређаја, као на пример прекид фазе, што се у овом тексту не разматра.

За утврђивање критеријума распознавања кварова, разматрају се два приступа: (1) – Модуо и угао количника вертикалне и хоризонталне компоненте поља, $\left|\underline{H_Y}/\underline{H_X}\right|$ и $\arg\left(\underline{H_Y}/\underline{H_X}\right)$; (2) - модуо и угао количника компоненти поља за време земљоспоја и у радном режиму непосредно пре квара $\underline{H_Y}/\underline{H_{Y,ref}}$, $\underline{H_X}/\underline{H_{X,ref}}$.

Да би се израчунале компоненте поља, потребно је одредити струје земљоспоја по фазама, узимајући у обзир поред сопствених и међусобне импедансе фазних проводника, удаљеност места квара, импедансу и фактор снаге потрошње, као и отпорност R_0 у звездишту трансформатора из кога се напаја надземни вод. У тачкама 3 и 4 дају се изрази за струје земљоспоја, који су улазни подаци за остале тачке, где се одређује магнетно поље и успоставља критеријум распознавања врсте кварова. Због мањка литературе из ове области, аутор је све аналитичке изразе извео елементарним математичким приступом.

2. ПАРАМЕТРИ НАДЗЕМНОГ ВОДА

Сопствене и међусобне импедансе надземног вода одређују се према ([1], стр. 113), и ([4], стр. 83 и 205) обрасцима:

$$\underline{Z'_{ii}} = \underline{Z'_s} = \left(R'_{pr} + \pi^2 f 10^{-4}\right) + j\,2\omega 10^{-4}\ \mathrm{Ln}\frac{658.8\sqrt{\rho/f}}{SGP}\ [\Omega/\mathrm{km}];\ \ SGP = k \cdot r_{pr}\ \ (\text{сопствене}), \tag{2.1}$$

$$\underline{Z'_{ij}} = \underline{Z'_m} = (\pi^2 f 10^{-4}) + j\,2\omega 10^{-4}\ \mathrm{Ln}\frac{658.8\sqrt{\rho/f}}{D_{ij}}\ [\Omega/\mathrm{km}]\ \ (\text{међусобне}), \tag{2.2}$$

где је: R'_{pr} - „DC“ подужна отпорност фазног проводника, $[\Omega/\mathrm{km}]$; ω – кружна учестаност, $[\mathrm{rad/s}]$; r_{pr} - спољашњи полупречник фазног проводника, [m]; SGP – еквивалентни полупречник фазног проводника, $SGP = k \cdot r_{pr}$, [m]; ρ – специфични отпор тла, [Ωm]; D_{ij} – растојање оса i-тог и j-тог фазног проводника, [m]. Може се користити средње геометријско растојање фазних проводника, $D_m = \sqrt[3]{D_{ab}\ D_{bc}\ D_{ca}}$. Тада су међусобне импедансе једнаке јер је вод уравнотежен. Ако се усвоје улазни подаци:

Табела-1. Улазни подаци прорачуна чији резултати су приказани у табели 2.				
пресек проводника	70 mm²		вертикално растојање горњег проводника у односу на доњу конзолу	0,70 m
тип проводника (ужета)	Al/Če 70/12		хоризонтални крак конзоле	0,70m
пречник фазног проводника	11,7 mm		средње геометријско растојање фазних проводника	1,11 m
специфична отпорност тла	80 Ωm		фреквенција	50 Hz

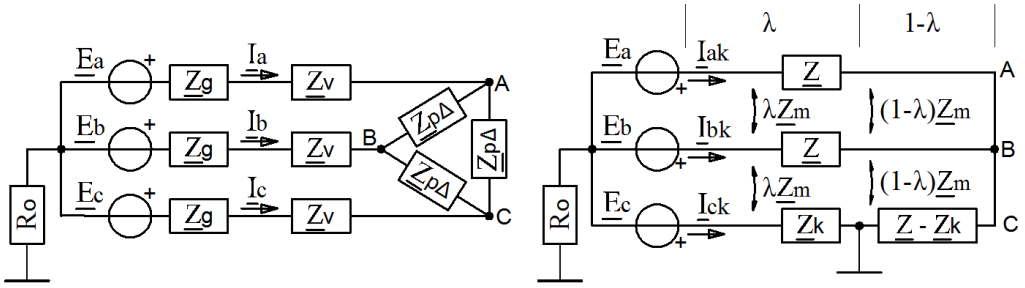
добијају се вредности подужних импеданси надземног вода:

$$\underline{Z'_{ii}} = \underline{Z'_s} = 0{,}464 + j0{,}761\ \ [\Omega/\mathrm{km}] \tag{2.3}$$

$$\underline{Z'_{ij}} = \underline{Z'_m} = 0{,}049 + j0{,}416\ \ [\Omega/\mathrm{km}] \tag{2.4}$$

3. ЈЕДНОСТРУКИ ЗЕМЉОСПОЈ

У овој тачки се дају аналитички изрази струја у трима фазама вода са једноструким земљоспојем. На слици 1 је приказана заменска шема дела надземног вода од ТС из које се вод напаја до места земљоспоја фазе „С“. Значења симбола на слици 1 су следећа: $\underline{E}_a, \underline{E}_b, \underline{E}_c$ – симетрични систем напона, који репрезентују еквивалентну мрежу из које се напаја 10kV вод; $\underline{Z}_{p\Delta}$ – еквивалентна импеданса потрошача сведена на 10kV; $\underline{Z}_g$ – еквивалентна импеданса трансформатора у ТС из које се вод напаја сведена на 10 kV; $\underline{Z}_v$ – сопствена импеданса надземног 10kV вода; $\underline{Z}_{gv}$ – збир импеданси тренсформатора и вода, $\underline{Z}_{gv} = \underline{Z}_g + \underline{Z}_v$; $\underline{Z}$ – укупна редна импеданса која се добија кад се троугао импеданси потрошача замени одговарајућом звездом, $\underline{Z} = \underline{Z}_{gv} + \underline{Z}_p = \underline{Z}_g + \underline{Z}_v + \underline{Z}_{p\Delta}/3$; $\underline{Z}_k$ –део укупне сопствене импедансе $\underline{Z}$ који одговара импеданси петље квара (од извора до места квара); $\underline{Z} - \underline{Z}_k$ – импеданса дела заменске шеме вода од места квара до фиктивног звездишта потрошача. Ова импеданса обухвата део импедансе вода $\underline{Z}_v$ који није убухваћен петљом квара и еквивалентну импедансу потрошача; $\lambda \underline{Z}_m$ – међусобна импеданса дела вода од почетка до места квара; $(1-\lambda)\underline{Z}_m$ – међусобна импеданса дела вода од места квара до краја вода, (према потрошачу). Параметар λ дефинише удаљеност места квара од почетка вода и има вредност у опсегу $0 \le \lambda \le 1$. За квар на крају вода је $\lambda = 1$.



Слика 1. Заменска шема вода при једноструком земљоспоју фазе „С“.

Означавање $\underline{I}_a = \underline{I}_{ak}, \underline{I}_b = \underline{I}_{bk}, \underline{I}_c = \underline{I}_{ck}$, и употреба Кирхофових правила даје следећи систем линеарних једначина:

$$\begin{cases} \underline{E}_b - \underline{Z}\,\underline{I}_b - \underline{Z}_m\,\underline{I}_{ak} - \lambda\underline{Z}_m\,\underline{I}_c + (1-\lambda)\underline{Z}_m\big(\underline{I}_a + \underline{I}_b\big) + \underline{Z}\,\underline{I}_a + \underline{Z}_m\,\underline{I}_b + \\ \qquad +\lambda\underline{Z}_m\,\underline{I}_c - (1-\lambda)\underline{Z}_m\big(\underline{I}_a + \underline{I}_b\big) - \underline{E}_a = 0, \\ \underline{E}_a - \underline{Z}\,\underline{I}_a - \underline{Z}_m\,\underline{I}_b - \lambda\underline{Z}_m\,\underline{I}_c + (1-\lambda)\underline{Z}_m\big(\underline{I}_a + \underline{I}_b\big) - \big(\underline{Z} - \underline{Z}_k\big)\big(\underline{I}_a + \underline{I}_b\big) + \\ \qquad +(1-\lambda)\underline{Z}_m\underline{I}_b + (1-\lambda)\underline{Z}_m\underline{I}_a - R_0\big(\underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c\big) = 0, \\ \underline{E}_c - \underline{Z}_k\underline{I}_c - \lambda\underline{Z}_m\,\underline{I}_a - \lambda\underline{Z}_m\,\underline{I}_b - R_0\big(\underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c\big) = 0. \end{cases} \tag{3.1}$$

$$\begin{cases} \underline{Z}_{11}\underline{I}_a - \underline{Z}_{11}\underline{I}_b + 0\cdot\underline{I}_c = \underline{E}_a - \underline{E}_b, \\ \underline{Z}_{21}\underline{I}_a + \underline{Z}_{22}\underline{I}_b + \underline{Z}_{23}\underline{I}_c = \underline{E}_a, \\ \underline{Z}_{23}\underline{I}_a + \underline{Z}_{23}\underline{I}_b + \underline{Z}_{33}\underline{I}_c = \underline{E}_c. \end{cases} \tag{3.2}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{11} &= \underline{Z} - \underline{Z}_m, \\ \underline{Z}_{21} &= 2\underline{Z} - 2(1-\lambda)\underline{Z}_m - \underline{Z}_k + R_0, \\ \underline{Z}_{22} &= \underline{Z}_m - 2(1-\lambda)\underline{Z}_m + \underline{Z} - \underline{Z}_k + R_0, \\ \underline{Z}_{23} &= \lambda\underline{Z}_m + R_0, \\ \underline{Z}_{33} &= \underline{Z}_k + R_0\,. \end{aligned} \tag{3.3}$$

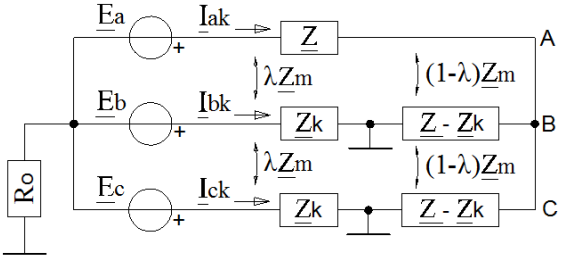
Решавањем система једначина (3.2) добијају се сложени изрази. На пример, струја земљоспоја фазе „С“ одређена је изразом

$$\underline{I}_{ck} = \frac{\underline{Z}_{23}\big(\underline{E}_a - \underline{E}_b\big)\big(\underline{Z}_{21} - \underline{Z}_{22}\big) + \underline{Z}_{11}\Big(\big(\underline{Z}_{22} + \underline{Z}_{21}\big)\underline{E}_c - 2\,\underline{Z}_{23}\underline{E}_a\Big)}{\underline{Z}_{11}\big(\underline{Z}_{33}\big(\underline{Z}_{21} + \underline{Z}_{22}\big) - 2\underline{Z}_{23}^2\big)}. \tag{3.4}$$

Изрази за остале струје се не приказују због уштеде простора. Постављен је математички модел који одређује струје земљоспоја по фазама $\big(\underline{I}_{ak}, \underline{I}_{bk}, \underline{I}_{ck}\big)$, које се користе у тачки 5 као улазни подаци за прорачун хоризонталне и вертикалне компоненте јачине магнетног поља. Количник вертикалне и хоризонталне компоненте поља ће у тачкама 5 и 6 бити један од критеријума препознавања врсте квара надземног вода.

4. ДВОСТРУКИ ЗЕМЉОСПОЈ

Као за једноструки земљоспој, морају се одредити аналитички изрази струја вода са двоструким земљоспојем. Заменска шема надземног вода при двоструком земљоспоју фаза „B“ и „C“ дата је на слици 2. И овде је уземљена само наутрална тачка трансформатора у ТС из које се вод напаја. Резултати слични изразима (4.4) добијају се ако се разматрају двоструки земљоспојеви фаза «A» и «C», као и «A» и «B». Из прорачуна све три опције види се да се резултати суштински не разликују и да воде ка формирању јединственог критеријума распознавања врсте квара.



Слика-2. Заменска шема двоструког земљоспоја фаза „B“ и „C“.

Кирхофова правила дају систем једначина:

$$\begin{cases} \underline{E}_a - \underline{Z}\,\underline{I}_{ak} - \lambda\underline{Z}_m\,\underline{I}_{bk} - \lambda\underline{Z}_m\,\underline{I}_{ck}\big(-(1-\lambda)\underline{Z}_m\underline{I}_{b1} - (1-\lambda)\underline{Z}_m\underline{I}_{c1}\big) + \big(\underline{Z} - \underline{Z}_k\big)\underline{I}_{b1} + \\ \quad +(1-\lambda)\underline{Z}_m\underline{I}_{ak} + (1-\lambda)\underline{Z}_m\underline{I}_{c1} + \underline{Z}_k\,\underline{I}_{bk} + \lambda\underline{Z}_m\,\underline{I}_{ak} + \lambda\underline{Z}_m\,\underline{I}_{ck} - \underline{E}_b = 0, \\ \underline{E}_b - \underline{Z}_k\,\underline{I}_{bk} - \lambda\underline{Z}_m\,\underline{I}_{ak} - \lambda\underline{Z}_m\underline{I}_{ck} - R_0\big(\underline{I}_{ak} + \underline{I}_{bk} + \underline{I}_{ck}\big) = 0, \\ \underline{E}_c - \underline{Z}_k\,\underline{I}_{ck} - \lambda\underline{Z}_m\,\underline{I}_{ak} - \lambda\underline{Z}_m\underline{I}_{bk} - R_0\big(\underline{I}_{ak} + \underline{I}_{bk} + \underline{I}_{ck}\big) = 0. \end{cases} \tag{4.1}$$

који се алгебарским трансформацијама претвара у

(4.2)

$$\begin{cases} \big((3-\lambda)\underline{Z}_m + \underline{Z}_k - 3\underline{Z}\big)\,\underline{I}_{ak} + 2\big(\underline{Z}_k - \lambda\underline{Z}_m\big)\,\underline{I}_{bk} = 2\underline{E}_b - 2\underline{E}_a, \\ \big(\lambda\underline{Z}_m + R_0\big)\underline{I}_{ak} + \big(\underline{Z}_k + R_0\big)\underline{I}_{bk} + \big(\lambda\underline{Z}_m + R_0\big)\underline{I}_{ck} = \underline{E}_b, \\ \big(\lambda\underline{Z}_m + R_0\big)\underline{I}_{ak} + \big(\lambda\underline{Z}_m + R_0\big)\underline{I}_{bk} + \big(\underline{Z}_k + R_0\big)\underline{I}_{ck} = \underline{E}_c. \end{cases}$$

(4.3)

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{11} &= (3-\lambda)\underline{Z}_m + \underline{Z}_k - 3\underline{Z}, \\ \underline{Z}_{12} &= 2\big(\underline{Z}_k - \lambda\underline{Z}_m\big), \\ \underline{Z}_{21} &= \lambda\underline{Z}_m + R_0, \\ \underline{Z}_{22} &= \underline{Z}_k + R_0, \end{aligned}$$

Решење (4.2) даје алгебарске изразе за стује по фазама.

$$\begin{aligned} \underline{I}_{ak} &= \frac{2\big(\underline{E}_b - \underline{E}_a\big)\big(\underline{Z}_{22}^2 - \underline{Z}_{21}^2\big) - \underline{E}_b\underline{Z}_{12}\underline{Z}_{22} + \underline{E}_c\underline{Z}_{12}\underline{Z}_{21}}{\big(\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{21}\big)\big[\underline{Z}_{11}\big(\underline{Z}_{22} + \underline{Z}_{21}\big) - \underline{Z}_{21}\underline{Z}_{12}\big]}, \\ \underline{I}_{bk} &= \frac{\big(\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{21}\big)\big[2\big(\underline{E}_a - \underline{E}_b\big)\underline{Z}_{21} + \underline{E}_b\underline{Z}_{11}\big] + \big(\underline{E}_b - \underline{E}_c\big)\underline{Z}_{11}\underline{Z}_{21}}{\big(\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{21}\big)\big[\underline{Z}_{11}\big(\underline{Z}_{22} + \underline{Z}_{21}\big) - \underline{Z}_{21}\underline{Z}_{12}\big]}, \\ \underline{I}_{ck} &= \frac{\big(\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{21}\big)\big[2\big(\underline{E}_a - \underline{E}_b\big)\underline{Z}_{21} + \underline{E}_b\underline{Z}_{11}\big] + \big(\underline{E}_b - \underline{E}_c\big)\big(\underline{Z}_{21}\underline{Z}_{12} - \underline{Z}_{11}\underline{Z}_{22}\big)}{\big(\underline{Z}_{22} - \underline{Z}_{21}\big)\big[\underline{Z}_{11}\big(\underline{Z}_{22} + \underline{Z}_{21}\big) - \underline{Z}_{21}\underline{Z}_{12}\big]}. \end{aligned} \tag{4.4}$$

Дакле, и за случај двоструког земљоспоја одређене су струје по фазама, $\big(\underline{I}_{ak}, \underline{I}_{bk}, \underline{I}_{ck}\big)$. У табели 2 упоређују се резултати израчунавања струја једноструког и двоструког земљоспоја по обрасцима изведеним у овом раду са резултатима добијеним коришћењем софтверског алата, који се користи при конфигурисању реклозера у надземним 10kV мрежама. Струје израчунате формулама (3.4) и (4.3) приближно су једнаке стујама одређеним прорачуном на основу софтвера [3]. Поређење резултата је приказано у табели 2.

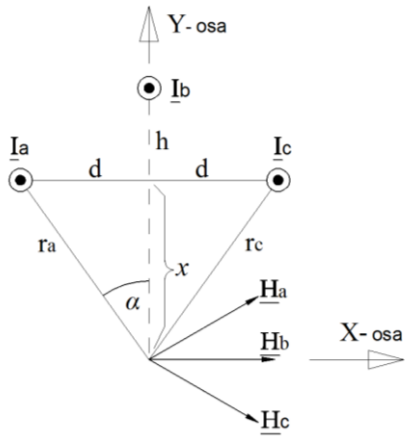
Табела-2. – ПОРЕЂЕЊЕ РЕЗУЛТАТА. $\big|\underline{I}_{p,ref}\big| = 100$ A; $\cos\varphi = 0{,}99$; отпор у звездишту $R_0 = 20\Omega$; фактор места квара $\lambda = 0{,}9$; $\rho = 100$ Ωm. Вод има укупну дужину $L_{v,uk} = 10$ km.

	без квара	A-Z	B-Z	C-Z	AB-Z	BC-Z	CA-Z	ABC-Z
Резултат израчунавања струја квара коришћењем образаца из тачака 3 и 4 овог рада								
Ia (A)	100	298,1	99,9	94,4	937	96,7	830	1014,9
Ib (A)	100	94,4	298,1	99,9	830	937	96,7	1014,9
Ic (A)	100	99,9	94,4	298,1	96,7	830	937	1014,9

Резултат израчунавања струја квара коришћењем „TELARM_26“ из [3].								
Ia (A)	100	298	99	94	942	97	826	1015
Ib (A)	100	94	298	99	826	942	96	1015
Ic (A)	100	99	94	298	97	826	942	1015

5. МАГНЕТНО ПОЉЕ ИСПОД ВОДА

Из практичних разлога уређај који мери јачину магнетног поља се поставља у оси стуба на довољном растојању од доње конзоле, (2.5 до 3 метара), како би се омогућила монтажа на воду под напоном. Зависно од дужине вода одређен број уређаја се уграђује дуж трасе вода. Слање података из свих уређаја на SCADA и њихова анализа омогућавају лоцирање квара по секцијама вода. Место уградње је стуб надземног вода на коме нема кабловских силаза и који је довољно удаљен од извора страног магнетног поља, (на пример железничког контактног вода, итд). Хоризонтална и вертикална компонента јачине магнетног поља приказане су на слици 3.



Слика-3. Хоризонталне и вертикалне компоненте магнетног поља.

Јачина магнетног поља одређује се из циркулације вектора $\underline{\vec{H}}$ по затвореној петљи, тј. кругу полупречника r са центром у оси проводника:

$$\underline{H} = \frac{\underline{I}}{2\pi\, r} = K_{H(r)}\,\underline{I}\,; \quad K_{H(r)} = \frac{1}{2\pi\, r}. \tag{5.1}$$

Хоризонтална компонента јачине магнетног поља $\underline{H}$ на месту удаљеном од оса проводника за r_a, r_b, r_c су

$$\underline{H_X} = \left(K_{Ha}\,\underline{I_{ak}}\cos\alpha + K_{Hb}\,\underline{I_{bk}} + K_{Hc}\,\underline{I_{ck}}\cos\alpha\right), \tag{5.2}$$

где је $K_{Ha} = 1/(2\pi\, r_a)\,;\; K_{Hb} = 1/(2\pi\, r_b)\,;\; K_{Hc} = 1/(2\pi\, r_c)$. За вертикалну копоненту магнетног поља добија се слично

$$\underline{H_Y} = \left(K_{Ha}\,\underline{I_{ak}}\sin\alpha - K_{Hc}\,\underline{I_{ck}}\sin\alpha\right) = K_{Ha}\sin\alpha\left(\underline{I_{ak}} - \underline{I_{ck}}\right). \tag{5.3}$$

Ако је распоред проводника делта - симетричан онда је $K_{Ha} = K_{Hc}$, јер је $r_a = r_c$. У наредној тачки одређује се количник $\underline{H_Y}/\underline{H_X}$ за магнетно поље вода без квара.

5.1. Магнетно поље вода без квара.

За делта распоред проводника симетричан у односу на Y-осу и симетричан систем фазних струја које теку надземним водом без квара је

$$\underline{H_X} = \underline{I_a}\left(K_{Ha}\cos\alpha + K_{Hb}\underline{a}^2 + K_{Hc}\cos\alpha\;\underline{a}\right) = \underline{I_a}\left(K_{Ha}\cos\alpha\left(1+\underline{a}\right) + K_{Hb}\underline{a}^2\right).$$

Како је $1 + \underline{a} + \underline{a}^2 = 0 \implies 1 + \underline{a} = -\underline{a}^2$, $\underline{H_X} = \underline{I_a}\left(K_{Hb} - K_{Ha}\cos\alpha\right)\underline{a}^2$, вертикална компонента је

$$\underline{H_Y} = \underline{I_a}\left(K_{Ha}\sin\alpha - K_{Ha}\sin\alpha\;\underline{a}\right) = \underline{I_a}\sin\alpha\;K_{Ha}\left(1-\underline{a}\right),$$

$$\frac{\underline{H_Y}}{\underline{H_X}} = \frac{\sin\alpha\;K_{Ha}\left(1-\underline{a}\right)}{\left(K_{Hb}-K_{Ha}\cos\alpha\right)\underline{a}^2} = \frac{\sin\alpha\;K_{Ha}}{\left(K_{Hb}-K_{Ha}\cos\alpha\right)}\frac{\sqrt{3}\,\exp(-30°)}{\exp(-120°)},$$

$$\frac{\underline{H}_Y}{\underline{H}_X} = \frac{\sqrt{3}\sin\alpha\ K_{Ha}}{(K_{Hb} - K_{Ha}\cos\alpha)}\ \exp(90°). \tag{5.4}$$

Даље се израз (5.4) може свести на

$$\frac{\underline{H}_Y}{\underline{H}_X} = \frac{\sqrt{3}\sin\alpha}{\left(\frac{r_a}{r_b} - \cos\alpha\right)}\ \exp(90°). \tag{5.5}$$

Вредност имениоца у изразу (5.5) може бити позитивна или негативна. Негативна уноси еквивалентни фазни угао од $180°$, и тада аргумент количника, $\mathrm{Arg}(\underline{H}_Y/\underline{H}_X)$ постаје $-90°$. Ако се реши неједначина $r_a/r_b - \cos\alpha > 0,\ \ r_a/r_b - x/r_a > 0$ добија се услов

$$x < r_a^2/r_b = \ d^2/h\,. \tag{5.6}$$

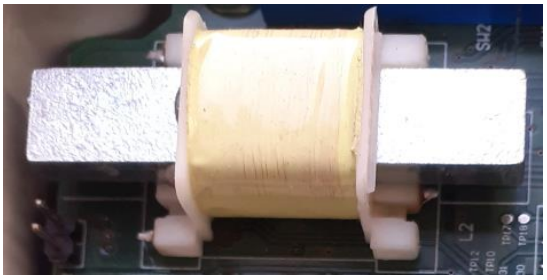
Дакле, уз услов (5.6) количник $\underline{H}_Y/\underline{H}_X$ одређује се из обрасца (5.7).

$$\frac{\underline{H}_Y}{\underline{H}_X} = \frac{\sqrt{3}\sin\alpha}{\cos\alpha - \frac{r_a}{r_b}}\ \exp(-90°)\,;\ \ x > \frac{r_a^2}{r_b} = \frac{d^2}{h}\,. \tag{5.7}$$

До истог обрасца се долази у [2], стр. 3, за случај *„pole geometry* 3“. Дакле, при делта-симетричном распореду проводника, угао количника $\underline{H}_Y/\underline{H}_X$ је $-90°$, када је растојање од доње конзоле до уређаја $x > d^2/h$, а тај угао је $+90°$ када је $x < d^2/h$. Ако је $d = h = 0{,}7\mathrm{m}$, како је усвојено у примеру из тачке 6, онда је услов да је $\arg(\underline{H}_Y/\underline{H}_X) = -90°$ остварен за $x > d = 0{,}7\mathrm{m}$. Практично је овај услов увек испуњен јер су растојања реда величине $x = (2{,}5 - 3)\mathrm{m}$. За уобичајене вредности делта распореда проводника надземног вода $d = h = 0{,}7\mathrm{m}$, модуо количника је $|\underline{H}_Y/\underline{H}_X| = 2{,}78$. Дакле, за вод у нормалном радном режиму без квара, за делта распоред проводника и са типичним параметрима чије су вредности дате у тачки 2, вертикална компонента магнетног поља је већа од хоризонталне компоненте, $|\underline{H}_Y| > |\underline{H}_X|$.

5.2. Мерење магнетног поља.

Објаснiће се у најкраћим цртама, начин детекције компоненти поља. Хоризонтална и вертикална компонента јачине магнетног поља мери се коришћењем два намотаја бакарне жице са језгром од меког гвожђа, или неког другог феромагнетног материјала, чије су осе међусобно под углом од 90 степени. У радном положају уређаја, оса једног намотаја је хоризонтална а другог вертикална. На слици 4 је приказан само хоризонтални намотај за мерење $\underline{H}_X$. Феромагнетно језгро служи да усмери линије магнетног поља кроз намотаје да би индукована електромоторна сила била већа. Магнетно коло се затвара кроз ваздух што обезбеђује да су индуковани напони линеарно сразмерни јачини магнетног поља.



Слика-4. Пример калема за језгром за детекцију $\underline{H}_X$.

6. ПРИМЕР ПРОРАЧУНА И АНАЛИЗА РЕЗУЛТАТА

У овој тачки се даје пример прорачуна компоненти магнетног поља једног 10kV вода користећи обрасце из тачака 3, 4 и 5 и параметре вода из тачке 2. Мењају се параметри: импеданса потрошача, (тј. струјно оптерећење вода), удаљеност места квара од почетка вода, (тј. параметар $\lambda = L_{v,k}/L_{v,uk}$), отпорност R_0 у неутралној тачки трансформатора који напаја 10kV вод.

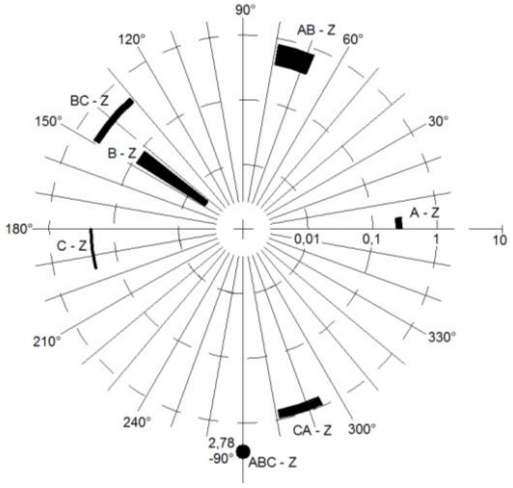
Поред израчунатих подужних импеданси вода из тачке 2, импеданса трансформатора је

$$X_T = \frac{u_{k\%}}{100}\frac{U_L^2}{S_n} = \frac{10}{100}\cdot\frac{10^2}{10} = 1{,}0\ \Omega;\ \ R_T = 0{,}2X_T = 0{,}2\ \Omega.$$

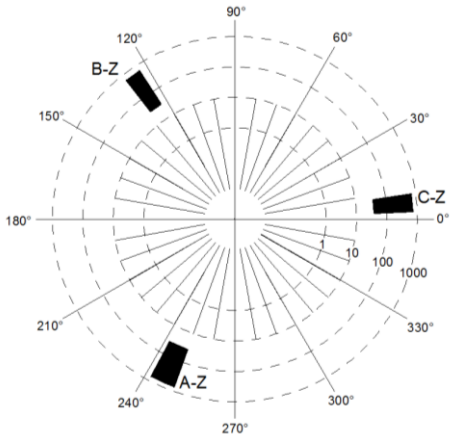
За фазни напон извора је усвојена вредност $V_a = 10kV/\sqrt{3} \cong 5774\ \text{V}\ \exp 0°$. Аутор је на рачунару урадио велики број прорачуна користећи обрасце из тачака 4 и 5, при чему је у широком опсегу мењао улазне параметре: отпорност неутралне тачке $R_0 = (0-20)\Omega$, струјно оптерећења надземног вода пре појаве земљоспоја, тј. $Z_p = (30-1000)\Omega$, као и позицију места квара дуж вода, $\lambda = (0.3-1)$. Из резултата прорачуна, (који се због обимности не могу приказати), изводе се закључци:

1. Количник $\underline{H_Y}/\underline{H_X}$ може се користити за распознавање врсте кварова. Овај критеријум пореди вертикалну и хоризонталну компоненту поља када је вод у квару, и претходно стање вода не утиче на овај критеријум.

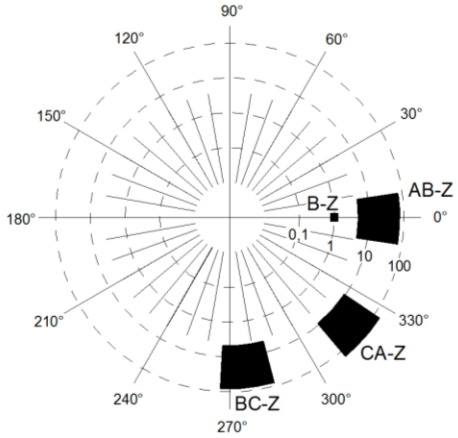
2. Осим $\underline{H_Y}/\underline{H_X}$ количници $H_X/H_{X,ref}$, $H_Y/H_{Y,ref}$ такође су употребљиви као критеријуми. По овим критеријумима се стање вода при појави квара пореди са стањем вода непосредно пре појаве квара, док је вод био у нормалном режиму рада. Дакле, стање вода са кваром се пореди са стањем непосредно пре квара, као референтним. Отуда „ref“ у словној ознаци. На поларном дијаграму на слици 7 приказане су области појављивања кварова B-Z, AB-Z, CA-Z и BC-Z. Примећује се непреклапање осенчених површина. Карактеристично је да се површина која се односи на земљоспој B-Z своди на једну тачку $\left|\underline{H_Y}/\underline{H_{Y,ref}}\right| = 1,\ \arg\left(\underline{H_Y}/\underline{H_{Y,ref}} = 0°\right)$.



Слика-5. Поларни дијаграм $\left|H_y/H_x\right| - arg\left(H_y/H_x\right)$ за $\lambda = (0{,}2-1); I = (20-100)A;\ R_0 = 0\Omega$.



Слика-6. Поларни дијаграм $\left|H_X/H_{X,ref}\right| - arg\left(H_y/H_x\right)$ за $\lambda = (0{,}2-1); I = (20-100)A;\ R_0 = 0\Omega$.



Слика-7. Поларни дијаграм $\left|H_y/H_{y,ref}\right| - arg\left(H_y/H_x\right)$ за $\lambda = (0{,}2-1); I = (20-100)A;\ R_0 = 0\Omega$.

4. Као критеријум појаве било ког квара, (без препознавања врсте квара), може да послужи једноставан пораст хоризонталне компоненте поља, $\left|\underline{H_X}\right|$.

5. Како се уређаји за детекцију квара уграђују на надземним водовима са задатим вредностима отпора уземљења R_0 неутралне тачке, добијају се поларни дијаграми, (слика 5, слика 6, слика 7), где су поједине области које одговарају различитим типовима кварова међусобно размакнуте, (без преклапања), што омогућава дијагностику врсте квара.

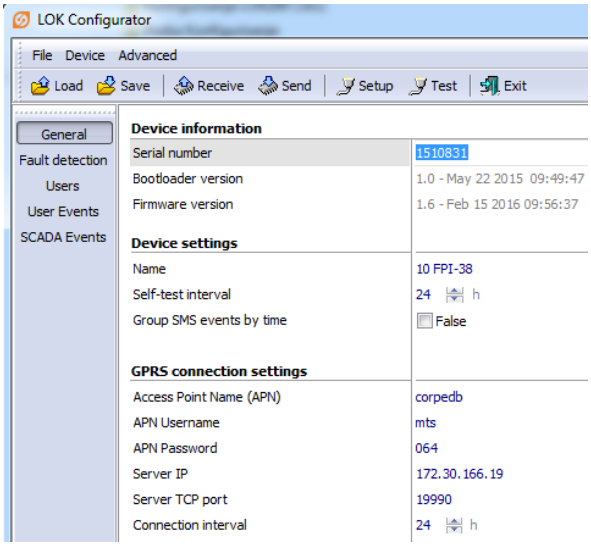
6. Нормални режим рада (пре појаве квара) и троструки земљоспој су препознатљиви по модулу количника $\left|\underline{H}_Y/\underline{H}_{Y,ref}\right| = 2{,}786$. Овај модуо зависи само од геометријског распореда фазних проводника и за дати вод он је константан, независан од оптерећења вода, од места квара, и од вредности отпорности неутралне тачке мреже. За ова два радна режима је угао $\arg\left(\underline{H}_Y/\underline{H}_X\right) = -90°$. Троструки земљоспој разликује се од радног режима без квара по увећаним вредностима $\left|\underline{H}_Y\right|$ и $\left|\underline{H}_X\right|$.

7. Утицај фактора снаге потрошње на критеријуме дијагностиковања земљоспоја је занемарљиво мали.

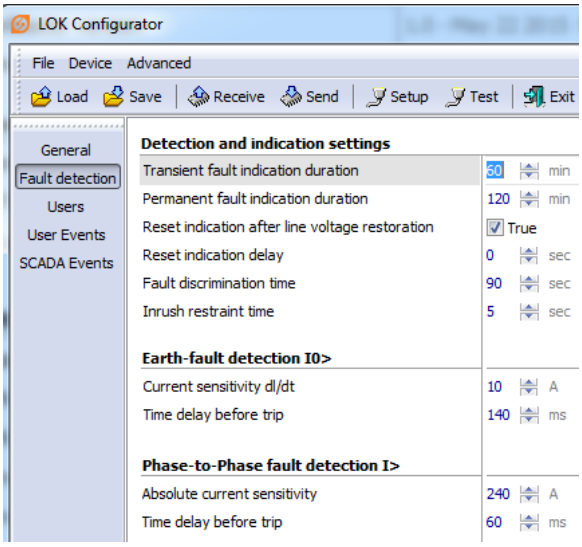
ПРИМЕР КОНФИГУРИСАЊА УРЕЂАЈА

Дат је пример конфигурисања једног уређаја за откривање и дијагностику врсте квара. Конфигурација се састоји из 5 група. Прва група „General“ је приказана на слици 8. У њој се (поред осталих) подешавају следећи параметри:

- серијски број уређаја,
- име уређаја,
- подешавања за GPRS комуникацију.



Слика-8. Прва група подешавања. „General“.



Слика-9. Друга група подешавања. „Fault Detection“.

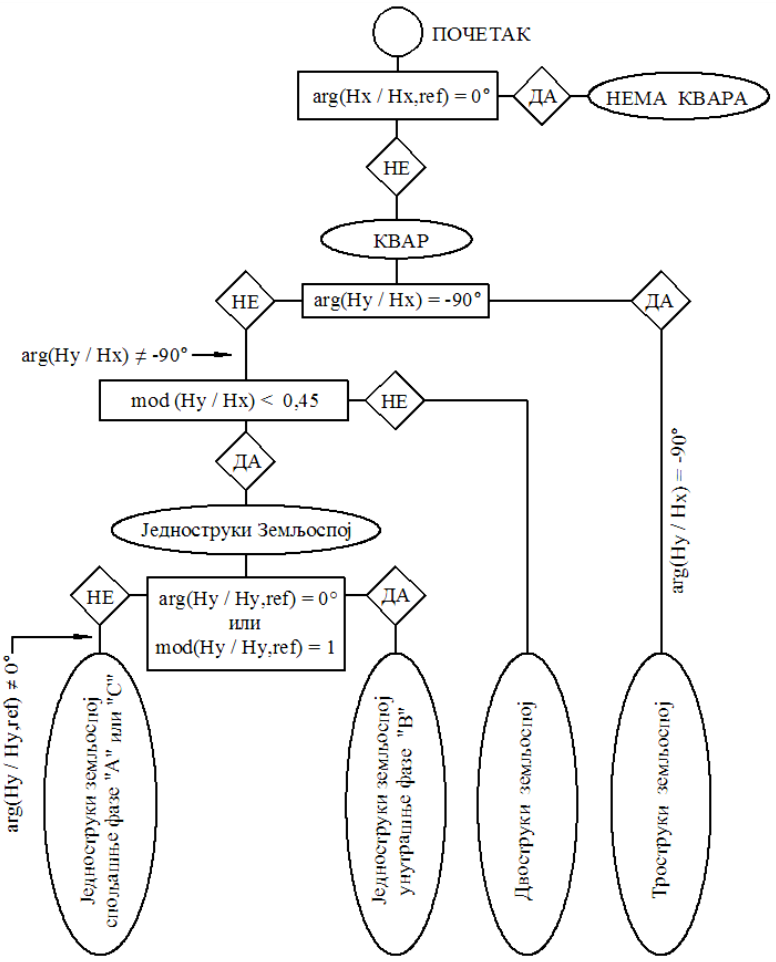
Друга група подешавања „Fault Detection“ је приказана на слици 9. У њој се дефинишу очекиване вредности за трајање пролазног и трајног квара на воду. Посебно се за једноструки земљоспој задаје струјна сензитивност дефинисана параметром $\mathrm{d}I/\mathrm{d}t$. Параметар „Inrush restraint time“ задаје време после укључења вода у празном ходу без терета у коме су све функције задржане.

7. ЗАКЉУЧАК

Осим [2] из поглавља 8, аутору није позната литература из ове области, па је елементарним математичким моделом извео све потребне аналитичке изразе, али их није све приказао због уштеде простора.

Разматрани критеријуми који користе компоненте магнетног поља у оси испод надземног вода, $\underline{H}_Y/\underline{H}_X$, $\underline{H}_Y/\underline{H}_{Y\,ref}$, $\underline{H}_X/\underline{H}_{X\,ref}$, (модули и фазни углови), могу се користити за распознавање врсте земљоспојева у мрежи. Поред критеријума анализираних у овом раду интересантно је проучити и неке друге као што је брзина промене јачине поља, односно њен извод по времену $\mathrm{d}H/\mathrm{d}t$, и параметре прелазног периода од настанка квара до устаљеног стања, што је предмет неке друге анализе.

Може се формирати блок-дијаграм алгоритма за откривање и дијагностику врсте земљоспоја, приказан на слици 10.



Дакле, на воду који се преко SCADA надзире, на стубовима дуж трасе надземног вода угради се одређен број уређаја, 2,5 до 3 метара испод доњих конзола. Приликом уградње, поштујући упутства произвођача, води се рачуна да у близини места уградње нема других страних извора магнетног поља, (на пример кабловских силаза дуж стуба, железничких и трамвајских контактних мрежа). Анализом података из свих уређаја на једном воду може се, поред осталог, утврдити: сегмент вода који је у квару, фаза у квару, време квара. Ови подаци олакшавају и скраћују време налажења места квара. На пример напрслине на горњим странама изолатора су тешко уочљиве не само са земље већ и у диспечерским «корпама». Сазнање о сегменту вода на коме делује квар, смањује број изолатора и остале опреме које треба прегледати. Удаљеност од 3 метера испод доњих проводника омогућава уградњу оваквих уређаја на воду 10kV под напоном. Довољне су одговарајуће мердевине. Међутим, нема још довољно искуствених података који би економски оправдали њихову уградњу и употребу. Дакле, у раду су дати критеријуми и алгоритам који се може употребити у уређајима за откривање и дијагностику земљоспојева. Који се критеријуми користе у већ постојећим уређајима аутору није познато, јер се то сматра пословном «тајном».

8. ЛИТЕРАТУРА

[1] – КАСАШ Каролина, Докторска Дисертација „Моделовање импедансе земље као повратног проводника“, Универзитет у Новом Саду, Факултет Техничких наука, 2015, Прилог, стр. 113.

[2] – ЛЕКИЋ Ђ., ЕРЦЕГ Б., МРШИЋ П., ЗЕЉКОВИЋ Ч., 2019, „Generalized Approach for Fault Detection in Medium Voltage Distribution Networks Based on Magnetic Field Measurement “. Чланак у IEEE „Transactions on Power Delivery“, Август 2019, http://www.researchgate.net/publication/ 335195410 .

[3] – Софтверски алат „*Telarm 26*“, „Tavrida-Electric“.

[4] – LIESSLING F, NEFZGER P., NOLASCO J., KAINTZYK U., „Overhead Power Lines“, Springer, 2002, образац (3.12) на стр. 83 и табела 7.6 на стр. 205.

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R1-07

MJERE ZA POBOLJŠANJE POUZDANOSTI NA PRIMJERU ANALIZE DVIJE REALNE ELEKTRODISTRIBUTIVNE MREŽE

MEASURES TO IMPROVE RELIABILITY BASED ON THE EXAMPLE OF THE ANALYSIS OF TWO REAL ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORKS

Hristina ŠARAC, Nezavisni operator sistema BiH, Sarajevo, Bosna i Hercegovina
Anđela KRLJAŠ, Security Coordination Centre SCC Ltd. Beograd, Srbija
Tijana MILOVANOVIĆ, Security Coordination Centre SCC Ltd. Beograd, Srbija
Aleksandar SIMOVIĆ, Univerzitet u Istočnom Sarajevu, Elektrotehnički fakultet, Bosna i Hercegovina
Nada CINCAR, Univerzitet u Istočnom Sarajevu, Elektrotehnički fakultet, Bosna i Hercegovina

KRATAK SADRŽAJ

U radu su opisane mjere za poboljšanje pouzdanosti dvije realne elektrodistributivne mreže. Na osnovu energetskih karakteristika analiziranih mreža i podataka o broju i trajanju prekida napajanja, sagledani su pokazatelji pouzdanosti isporuke električne energije. Dobijeni rezultati analize prikazani su grafički i tabelarno. Pouzdanost je jedan od osnovnih principa čije se ispunjenje zahtijeva u radu elektroenergetskog sistema (EES-a) i mjeri se preko više različitih indeksa, kao što su raspoloživost elemenata, intenzitet i učestalost trajanja prekida napajanja, neotkazivost i mnogih drugih. S obzirom na to da je pitanje pouzdanosti od izuzetne važnosti, u savremenim kretanjima elektroenergetskog sektora, te da su kupci električne energije veoma osjetljivi na sve aspekte kvaliteta električne energije, a naročito na prekide u isporuci, neophodno je podizanje stepena pouzdanosti na viši nivo. Dat je prijedlog aktivnosti i metoda koje se mogu primijeniti za poboljšanje stepena pouzdanosti. Objašnjena je potreba za uvođenjem novih mehanizama kako bi se prevazišli problemi u vezi sa prekidima isporuke električne energije.

Ključne riječi: pouzdanost, raspoloživost, prekidi napajanja, distributivna mreža, održavanje

ABSTRACT

The paper describes measures to improve the reliability of two real power distribution networks. Based on the energy characteristics of the analyzed networks and data on the number and duration of power interruptions, indicators of the reliability of electricity supply were analyzed. The obtained results of the analysis are presented graphically and tabularly. Reliability is one of the basic principles whose fulfillment is required in the operation of the electric power system (EES). It is measured through several different indices, such as the availability of elements, the intensity and frequency of the duration of power interruptions, reliability, and many other indicators. Given that the question of reliability is extremely important in the current trends of the electric power sector, and that electricity customers are very sensitive to all aspects of the quality of electricity, and especially to interruptions in delivery, it is necessary to raise the degree of reliability to a higher level. A proposal of activities and methods that can be applied to improve the level of reliability is given. The need to introduce new mechanisms to overcome problems related to power supply interruptions was explained.

Key words: reliability, availability, power outages, distribution network, maintenance

h.sarac@nosbih.ba, andjela.krljas@scc-rsci.com, tijana.milovanovic@scc-rsci.com, aleksandar.simovic@etf.ues.rs.ba, nada.cincar@etf.ues.rs.ba

1. UVOD

Osiguravanje zadovoljavajućeg nivoa pouzdanosti elektroenergetskog sistema (EES) je važan zadatak, kako u procesu planiranja tako i u eksploataciji. Pouzdanost se definiše kao sposobnost sistema da obavlja predviđenu

funkciju tokom određenog vremenskog perioda u zadatim radnim uslovima. Broj i trajanje prekida napajanja su ključni elementi pouzdanosti isporuke električne energije. Kako je EES izložen raznim poremećajima, kvarovima te spoljašnjim uticajima, često je kriterijum pouzdanosti teško zadovoljiti. Sa druge strane, u radu EES-a uvijek se teži da pouzdanost sistema bude što veća te da se prekidi napajanja svedu na minimum. Pouzdanost nekog elementa zavisi od kvaliteta njegove proizvodnje, uslova eksploatacije i od kvaliteta održavanja tokom rada. U praksi se pokazatelji pouzdanosti dobijaju praćenjem rada velikog broja elemenata kroz vrijeme i statističkom obradom dobijenih podataka. Može se očekivati da će se elementi u narednom periodu ponašati na sličan način kao i u prethodnom. To znači da za prethodni period postoje precizni podaci o ponašanju elementa, a za naredni period postoji samo očekivanje (vjerovatnoća) koje ne mora i da se ostvari [1].

Za ocjenu pouzdanosti koriste se pokazatelji koji imaju različite definicije i načine primjene i oni su opisani u poglavlju 2. Analizirajući osnovne faktore pouzdanosti u vremenu, predviđa se vjerovatnoća pojave otkaza nekog elementa EES-a i prekida napajanja i ujedno se vrši i prognoza budućih stanja EES-a. Dakle, analizom pouzdanosti predviđa se ponašanje posmatranog elementa ili EES-a u cjelini, u budućnosti, korišćenjem podataka iz prošlosti. Na osnovu dobijenih rezultata donose se odluke o neophodnim postupcima preventivnog održavanja u cilju sprečavanja akumuliranja oštećenja i iznenadne pojave otkaza, odnosno neplaniranih zastoja, dodatnih troškova ili većih havarija. Praćenje indeksa pouzdanosti sistema, ali i izvještavanje o njima, povećava transparentnost u radu elektroprivrednih kompanija te podstiče mjere za rješavanje eventualnih problema u vezi sa pouzdanosti isporuke električne energije. Ovaj rad bavi se problematikom pouzdanosti dvije realne distributivne mreže, odnosno dvije distributivne regije (u daljem tekstu *Regija Pale* i *Regija Trebinje*) u nadležnosti dvije elektrodistributivne kompanije: ZP Elektrodistribucija a.d. Pale i ZP Elektro-Hercegovina a.d. Trebinje u sastavu Mješovitog Hodlinga Elektroprivrede Republike Srpske. Kao baza za rad poslužila su dosadašnja istraživanja iz predmetne oblasti. Osnovna metoda istraživanja sastoji se u analizi teorijskih postavki u vezi sa načelom pouzdanosti. U postupku izvođenja zaključaka i tumačenja rezultata primijenjene su matematičke metode za analizu pokazatelja pouzdanosti i statističke metode za grafičko i tabelarno predstavljanje podataka i tumačenja rezultata analize.

2. POKAZATELJI POUZDANOSTI

U praksi se pokazatelji pouzdanosti dobijaju praćenjem rada velikog broja elemenata kroz vrijeme i matematičkom obradom dobijenih podataka. Pokazatelji pouzdanosti se mogu računati na nivou sistema, kada se dobijaju prosječne vrijednosti koje se odnose na sve potrošače unutar sistema. Takođe, mogu se računati i za pojedina, uža, potrošačka područja, kao što je to slučaj u ovom radu, ili za pojedinu vrstu opreme. Posmatrani vremenski period je pokazatelj ponašanja elementa u prošlosti, pri čemu se kao period posmatranja najčešće uzima jedan mjesec ili godina, a služi za predviđanje ponašanja sistema ili elementa u budućnosti.

Najčešće korišćeni pokazatelji u analizama pouzdanosti distributivnih sistema su SAIFI, SAIDI, CAIFI i CAIDI. Pomoću SAIFI i CAIFI indeksa računa se samo učestalost prekida, a pomoću SAIDI i CAIDI se računa samo trajanje prekida napajanja. Pokazatelji SAIFI i SAIDI se odnose na čitav sistem (početno slovo S - *System*), a pokazatelji CAIFI i CAIDI se odnose na kupce/potrošače koji su pretrpjeli prekide u napajanju (slovo C - *Customer*). Potrošači koji nisu imali prekida u napajanju nisu obuhvaćeni pokazateljima CAIFI i CAIDI. Ovi pokazatelji daju odnos između broja korisnika mreže kod kojih je došlo do dugotrajnog prekida napajanja, ukupnog broja korisnika mreže te broja ili trajanja prekida, pri čemu ne uzimaju u obzir veličinu sistema, tretiraju sve potrošače jednako bez obzira na njihovu potrošnju električne energije i angažovanu snagu. Osim navedenih pokazatelja, u analizama pouzdanosti efekti dugotrajnih prekida napajanja izražavaju se i preko parametara ASAI, ASUI i ENS. Ostali pokazatelji rjeđe se koriste zbog nesigurnosti ulaznih podataka. Pokazatelji pouzdanosti od značaja u analizama pouzdanosti distributivnih sistema, analitički i opisno, dati su tabeli 1 [2].

Oznake u tabeli 1 imaju značenje:
- λ_i - intenzitet prekida,
- r_i - trajanje prekida napajanja tokom događaja i izraženo u minutama,
- N_i - broj potrošača koji su ostali bez napajanja prilikom prekida,
- N_T - ukupan broj potrošača na analiziranom području,
- CN - ukupan broj potrošača koji su tokom analiziranog perioda imali jedan ili više prekida u napajanju,
- ID_i - broj operacija sklopnog uređaja i
- L_i - iznos prosječnog opterećenja priključenog u čvoru i, a jednak je $L_i=L_{vi}\cdot F_{oi}$. L_{vi} i F_{oi} su vršno opterećenje i faktor opterećenja u čvoru i.

Pokazatelji pouzdanosti pojedinačnih potrošača i potrošačkih čvorišta od izuzetne su važnosti za potrošače, jer od njih zavise troškovi prekida napajanja tih potrošača. Dakle, ovi pokazatelji bitni su, ne samo iz tehničkih, nego i iz ekonomskih razloga, jer što je pouzdanost manja, to su veće štete u industriji i domaćinstvima. U uslovima

slobodnog tržišta električne energije, pokazatelji pouzdanosti služe kao jedan od ključnih kriterijuma kojima se vrednuje kvalitet usluge napajanja električnom energijom koju pružaju distributivne kompanije svakom pojedinačnom potrošaču ili pripadajućem konzumnom području.

Tabela 1 - Matematiče formulacije najvažnijih pokazatelja pouzdanosti [2]

INDIKATOR	ANALITIČKA FORMA	PRIMJENA
SAIDI [h (min)/god]	$\frac{\sum_i \lambda_i . r_i . N_i}{N_T}$	Pokazuje prosječno trajanje svih dugotrajnih prekida napajanja potrošača tokom analiziranog perioda.
SAIFI [1/god]	$\frac{\sum_i \lambda_i . N_i}{N_T}$	Pokazuje koliko često korisnik mreže iskusi dugotrajni prekid napajanja u određenom vremenu, najčešće godinu dana.
CTAIDI [h (min)/god]	$\frac{\sum_i \lambda_i . r_i . N_i}{CN}$	Predstavlja prosječno trajanje dugotrajnih prekida napajanja potrošača koji su u toku analiziranog perioda (obično godina) imali bar jedan prekid.
CAIDI [h (min)/god]	$\frac{SAIDI}{SAIFI}$	Predstavlja prosječno vrijeme potrebno za ponovnu uspostavu napajanja.
CAIFI [1/god]	$\frac{\sum_i \lambda_i . N_i}{CN}$	Predstavlja prosječan broj dugotrajnih prekida napajanja potrošača koji su u toku analiziranog perioda (obično godina) imali bar jedan prekid.
MAIFI [1/god]	$\frac{\sum_i ID_i . N_i}{N_T}$	Predstavlja prosječan broj trenutnih prekida napajanja potrošača tokom analiziranog perioda.
ASAI [%]	$\frac{8760 - SAIDI}{8760}$	Pokazuje koliko je sistem bio raspoloživ u određenom vremenskom periodu. Predstavlja odnos ukupnog broja sati napajanja kupca u vremenskom periodu prema broju sati u tom istom vremenskom periodu.
ASUI [%]	$1 - ASAI$	Pokazuje koliko sistem nije bio raspoloživ u određenom vremenskom periodu.
ENS [MWh/god]	$\sum_i L_i . N_i$	Indeks neisporučene energije u određenom vremenu.
AENS [MWh/god]	$\frac{ENS}{CN}$	Indeks neisporučene energije u određenom vremenu po potrošaču.
AENS [kWh/krajnjem korisniku (kupcu)]	$\frac{ENS}{CN}$	Predstavlja indeks neisporučene energije u određenom vremenu po potrošaču.

Praćenje indeksa pouzdanosti sistema i izvještavanje o njima povećava transparentnost u radu elektroprivrednih subjekata te podstiče mjere za rješavanje eventualnih problema u vezi sa pouzdanosti isporuke električne energije. Mnoge kompanije u elektroenergetskom sektoru koriste indekse pouzdanosti za praćenje performansi svoga rada čime se stvara osnova za međusobno poređenje i tržišno vrednovanje tih kompanija. Većina regulatornih tijela traži da distributivne kompanije izvještavaju o svojim indeksima pouzdanosti. U zemljama razvijenog tržišta električne energije raste trend da se distributivne kompanije kažnjavaju ili nagrađuju na osnovu kvantifikovanih indeksa pouzdanosti. Sve češće, komercijalni ili industrijski potrošači, kada planiraju da pronađu lokaciju za svoj objekat uzimaju u obzir kvalitet isporučene električne energije i indekse pouzdanosti [3, 4].

3. OPŠTI I TEHNIČKI PODACI O ANALIZIRANIM MREŽAMA

U tabeli 2 dati su osnovni tehnički i energetski podaci o razmatranim distributivnim mrežama koji su od značaja za analizu pouzdanosti.

Tabela 2 - Osnovni tehnički i energetski podaci o analiziranim mrežama [5]

REDNI BROJ	TEHNIČKI POKAZATELJ (u 2022. godini)	REGIJA PALE	REGIJA TREBINJE
1.	Površina distributivnog područja [km^2]	5064	3781
2.	Broj korisnika	68690	33991
3.	Dužina mreže/površini područja [km/km^2]	1,38	0,78
4.	Procenat kablovske SN mreže [%]	12,01	11,76
5.	Procenat kablovske mreže [%]	6,94	12,13
6.	Krajnji kupci/površini područja [k.k./km^2]	13,56	8,99
7.	Krajnji kupci/dužini mreže [k.k./km]	9,83	11,58
8.	Isporučena energija/dužini mreže [MWh/km]	50,4	74,5
9.	Isporučena energija na niskom naponu/krajnjem kupcu na niskom naponu [kWh/k.k.]	4093,4	4787,0

10.	Dužina izgrađene(rekonstruisane/sanirane) mreže/dužini mreže [%]	3,15	1,62
11.	Snaga izgrađenih(rekonstruisanih/saniranih) kapaciteta/snazi kapaciteta [%]	5,31	1,08

4. ANALIZA POKAZATELJA POUZDANOSTI

Proces prikupljanja podataka o kvalitetu snabdijevanja je interaktivan proces. Prekidi u isporuci električne energije su dokumentovani i evidentirani u pisanoj formi i elektronski, a zatim su provjeravani. U knjigama evidencije prekida vodi se mjesto prekida, datum i vrijeme početka zastoja, datum i vrijeme kraja zastoja, vrijeme trajanja, uzrok kvara (karakter zastoja), broj potrošača pogođenih tim kvarom i drugi podaci od interesa. Iz tabele 1, koja je prikazana u 2. poglavlju, vidi se da je glavni podatak, potreban za proračun indeksa pouzdanosti i raspoloživosti mreže, vrijeme trajanja svakog pojedinačnog prekida i broj krajnjih korisnika/kupaca (k.k.) kojima električna energija nije isporučena tokom tog prekida. Podaci koji se prikazuju u ovom poglavlju su prikupljani na dnevnom nivou, a prikazani podaci se odnose za vremenski period od pet godina. Na osnovu prikupljenih podataka proračunati su osnovni pokazatelji pouzdanosi i oni su prikazani u tabeli 3.

Tabela 3 – Proračunati pokazatelji pouzdanosti

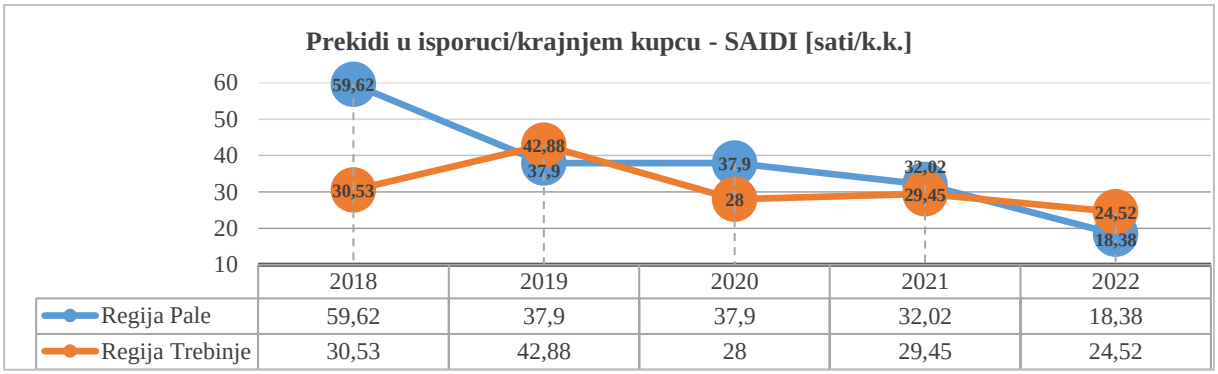
REDNI BROJ	POKAZATELJI POUZDANOSTI	REGIJA PALE					REGIJA TREBINJE				
		2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022
1.	Neplanirani prekidi u isporuci/krajnjem kupcu [sati/k.k.]	52,87	27,00	27,00	25,62	14,15	19,15	18,78	19,53	23,60	13,83
2.	Planirani prekidi u isporuci/krajnjem kupcu [sati/k.k.]	6,75	10,90	10,90	6,40	4,23	11,38	24,10	8,47	5,85	10,68
3.	Prekidi u isporuci/krajnjem kupcu - SAIDI [sati/k.k.]	59,62	37,90	37,90	32,02	18,38	30,53	42,88	28,00	29,45	24,52
4.	Neplanirani prekidi u isporuci/krajnjem kupcu - SAIFI´ [broj/k.k.]	21,59	16,82	16,82	17,49	15,24	15,26	13,36	14,04	14,83	12,61
5.	Planirani prekidi u isporuci/krajnjem kupcu - SAIFI´´ [broj/k.k.]	3,25	4,25	4,25	2,59	2,46	5,38	5,86	3,89	3,20	4,49
6.	Ukupan broj prekida (dugotrajni (planirani +neplanirani) + kratkotrajni) u isporuci/krajnjem kupcu - SAIFI [broj/k.k.]	23,64	21,58	26,93	21,08	18,17	27,14	20,45	19,06	19,17	18,12
7.	Gubici energije po dužini mreže - SES [kWh/km]	5.640	6.530	6.349	7.634	6.395	8.041	7.212	7.072	7.634	6.980
8.	Gubici energije po krajnjem kupcu - AENS [kWh/k.k.]	613	694	673	673	650	730	638	617	720	603
9.	Prosječno vrijeme potrebno za ponovnu uspostavu napajanja - CAIDI [sati/godini]	2,52	1,75	1,40	1,51	1,01	1,12	2,09	1,46	1,53	1,35
10.	Indeks prosječne raspoloživosti sistema - ASAI [%]	99,31	99,56	99,56	99,63	99,79	99,65	99,51	99,68	99,66	99,72
11.	Indeks prosječne neraspoloživosti sistema - ASUI [%]	0,69	0,44	0,44	0,37	0,21	0,35	0,49	0,32	0,34	0,28

U analizi faktora pouzdanosti posmatrana su dva karaktera zastoja: planirani i neplanirani. Uzroci za svaki karakter zastoja su mnogobrojni. Planirani (najavljeni) prekidi jesu obustava isporuke električne energije od strane distributivne kompanije u cilju obavljanja planiranih aktivnosti redovnog i vanrednog održavanja, pregleda i remonta, priključenja objekata novih kupaca, ispitivanja i kontrole mjerenja i proširenja mreže. Neplanirani (nenajavljeni) prekidi najčešće nastaju usljed [5]: prekida isporuke sa prenosne mreže, u slučaju redukcije opterećenja zbog manjka električne energije, u slučaju kratkog spoja izazvanog kontaktom životinje ili grana drveća sa dijelovima pod naponom, prouzrokovani elementarnim nepogodama i drugi prekidi isporuke nastali na distributivnoj mreži. U pogledu trajanja, razlikuju se dugotrajni i kratkotrajni prekidi. Dugotrajni prekidi (trajanje

prekida duže od tri minuta) klasifikuju se po naponskom nivou i uzroku prekida, a kratkotrajni prekidi (trajanje prekida kraće od tri minuta) se samo po naponskom nivou.

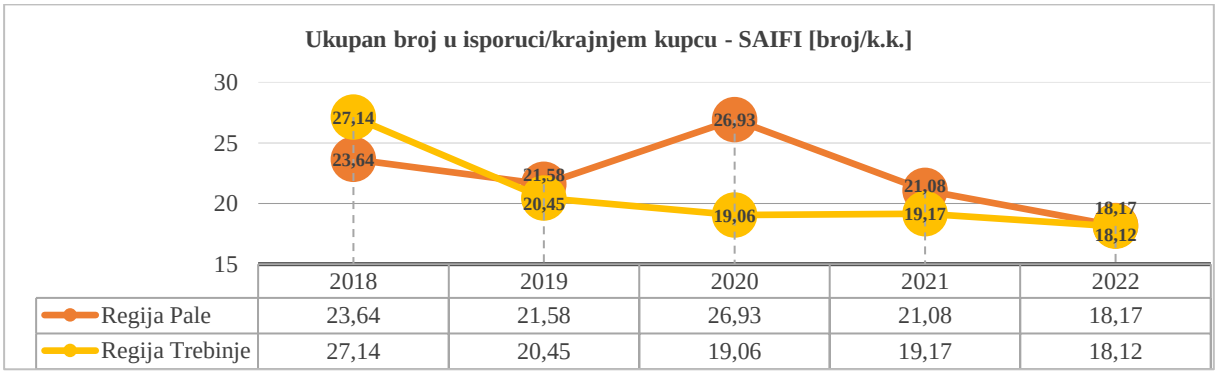
4.1 Rezultati analize

Rezultati analize iz tabele 3 prikazani su grafički na slikama 1÷4. Zbog tehničkih ograničenja u radu prikazani su samo najvažniji indikatori pouzdanosti.



	2018	2019	2020	2021	2022
Regija Pale	59,62	37,9	37,9	32,02	18,38
Regija Trebinje	30,53	42,88	28	29,45	24,52

Slika 1 - Vremenska promjena pokazatelja SAIDI



	2018	2019	2020	2021	2022
Regija Pale	23,64	21,58	26,93	21,08	18,17
Regija Trebinje	27,14	20,45	19,06	19,17	18,12

Slika 2 - Vremenska promjena pokazatelja SAIFI

Poređenjem grafičkih i tabelarnih rezultata i analiziranjem prekida po uzroku dolazi se do sljedećih zaključaka:

- Vidljivo je poboljšanje svih pokazatelja pouzdanosti kroz posmatrani period uz manje oscilacije prisutne zbog neplaniranih prekida napajanja.
- Postoji tendencija smanjenja prosječnog ukupnog godišnjeg trajanja prekida napajanja po kupcu (SAIDI), kao i smanjenja broja prekida po kupcu (SAIFI). Izuzetak je Regija Pale koja je imala značajnije oscilacije pokazatelja SAIDI u 2019. godinu i pokazatelja SAIFI u 2020. godinu. U 2022. godini ostvareni su najbolji rezultati kada je u pitanju praćenje ovih pokazatelja.
- Za Regiju Pale ukupni neplanirani prekidi po krajnjem kupcu u 2022. godini iznose 864 minuta (oko 14,15 sati prekida), što je za 11,47 sati (688 minuta) manje u odnosu na 2021. godinu. Za Regiju Trebinje ukupni neplanirani prekidi po krajnjem kupcu u 2022. godini iznose 864 minuta (13,83 sati), što je za 9,79 sati (587,4 minuta) manje u odnosu na 2021. godinu. Ovo je dobar pokazatelj, jer je prethodnih godina trend smanjenja bio od 1 do 2 sata.
- Trajanje planiranih prekida je 2019. godine imalo najveću vrijednost. To možemo pripisati pojačanim aktivnostima distributera na preventivnom održavanju mreže i/ili otklanjanju posljedica vremenskih nepogoda.
- Ukupni prekidi u isporuci - SAIDI u 2021. godini imaju najbolji ostvareni pokazatelj za posmatrani period za obje regije.
- Broj prekida napajanja analiziran je posebno za kratkotrajne i dugotrajne prekide, pri čemu zbir dugotrajnih prekida uključuje i planirane i neplanirane prekide. Ukupni broj prekida u isporuci - SAIFI je u 2022.godini manji u odnosu na prethodne godine. Broj neplaniranih i planiranih prekida u Regiji Pale je značajno smanjen, dok je broj planiranih prekida u Regiji Trebinje u 2022. godini dvostruko veći u odnosu na 2021. godinu zbog povećanog obima radova distributera na mreži.
- Gubici energije u sistemu po krajnjem korisniku i po dužini mreže osciliraju jer se povećava i broj potrošača, površina distributivnog područja i dužina mreže.

- Indeks prosječne raspoloživosti sistema tradicionalno ima visoke vrijednosti.
- Vrijeme potrebno za ponovnu uspostavu napajanja je u prosjeku od 1 do 2,5 sata.

	2018	2019	2020	2021	2022
Regija Pale	2,52	1,75	1,4	1,51	1,01
Regija Trebinje	1,12	2,09	1,46	1,53	1,35

Slika 3 - Vremenska promjena pokazatelja CAIDI

Sagledavanjem svih podataka dolazi se do određenih zaključaka koji zahtijevaju detaljniju analizu od strane distributivne kompanije. Pokazatelji kontinuiteta isporuke električne energije imaju stohastički, nepredvidljivi karakter i najveći udio u neplaniranim prekidima prema dostavljenim podacima čine prekidi izazvani okolnostima koje isključuju odgovornost distributera, a to su najviše nepogode hidrometeorološkog porijekla. Prekidi isporuke koji se dešavaju na srednjenaponskoj mreži pogađaju najveći broj krajnjih kupaca. Dužina trajanja i broj prekida isporuke imaju nekoliko puta veće vrijednosti u ruralnim, nego u gradskim područjima. Razlog za višestruko veći broj i dužinu prekida u ruralnim područjima je posljedica stanja distributivne mreže. Intenzitet kvarova vodova, naročito nadzemnih, veoma zavisi od nepredvidljivih vremenskih uslova. Vremenski uslovi najviše utiču na broj i dužinu trajanja neplaniranih prekida u isporuci električne energije na godišnjem nivou. Analizom trajanja neplaniranih prekida uspostavljena je određena veza sa vremenskim uslovima koji su bili aktuelni na određeni datum ili duži period vremena. Tako je analiziran region bio pod uticajem [5]:

- 2020: jakih ciklona koji su prouzrokovali olujni vjetar (npr. 05.02.2020. g. i 28.12.2020. g.), ledene kiše (04.12.2020. g.), grmljavine (17-19.07.2020. g.),
- 2021: olujnih vjetrova (npr. 01.08.2021. g.), grmljavine i jače pljuskove kiše (16-17.07.2021. g.), obilne kiše, uz pojavu klizišta (4.11.2021. g.), zahlađenja i snijega (29-30.11.2021. g. i 12.12.2021. g.),
- 2022: jakih ciklona ili lokalnih nestabilnosti koje su prouzrokovale olujni vjetar, grmljavine i jače pljuskove kiše (29.05.2022. g, 07-08.06.2022. g. i 18-20.08.2022. g.), zahlađenja i snijega (06.01.2022. g.),

što je u ovim danima prouzrokovalo mnogostruko veći broj neplaniranih prekida značajno dužeg trajanja. Ovaj podatak jasno govori da vremenske nepogode realno najvišu utiču na broj i dužinu trajanja neplaniranih prekida u isporuci električne energije na godišnjem nivou, pa izokeraunički nivo posebno treba uzeti u obzir kod kreiranja seta mjera za poboljšanje pouzdanosti elektrodistributivnih mreža.

5. MJERE ZA POBOLJŠANJE POUZDANOSTI

U savremenim EES-ima postoji više različitih metoda i pristupa za poboljšanje kriterijuma pouzdanosti. Tako se poboljšanje nivoa pouzdanosti u nekim mrežama vrši prilično tradicionalnim metodama ili drugim, manje ili više sofisticiranim metodama. U praksi se najčešće koristi metod uklanjanja ili poboljšanje performansi, tzv. slabih tačaka sistema. U većini EES-a, tipične mjere za poboljšanje pouzdanosti nekog sistema ili njegovog dijela su [6]:

- nabavka rezervne opreme za postrojenja i vodove, čime se utiče na vrijeme trajanja otklanjanja kvarova,
- ugradnja rasklopne opreme na vodovima, čime se snižava broj pogođenih potrošača i skraćuje vrijeme prekida napajanja potrošača koji se napajaju sa ispravnih dionica,
- rekonfiguracija mreže uspostavljanjem napajanja preko drugog voda ili
- zamjena postojećih elemenata ugradnjom sekcionih prekidača, sistema glavnih sabirnica, novih energetskih transformatora ili opreme za koju je dokazano da ima bolje pokazatelje pouzdanosti.

Iako je širok spektar rješenja i uređaja za poboljšanje pouzdanosti već dostupan, nove tehnologije i promjene u organizaciji i radu EES-a takođe predstavljaju dugoročna rješenja.

5.1. Regulatorni sistem praćenja i kontrole

Da bi se omogućio sistem minimalnih standarda kvaliteta i kontinuiteta isporuke električne energije, potrebno je pratiti pokazatelje pouzdanosti na svakom obračunskom mjernom mjestu, kao i uvesti sisteme plaćanja naknade za odstupanje. Ovo podrazumijeva da bi regulacija trebala započeti tako što će se uvesti minimalni standardi

kvaliteta te bi distributivne kompanije plaćale naknadu kupcima ukoliko odstupaju od njih. U cilju poboljšanja kvaliteta i pouzdanosti snabdijevanja uobičajeno se sprovode sljedeći postupci [5]:
- mjerenje i objavljivanje podataka u postupku regulacije kvaliteta električne energije i kontinuiteta isporuke,
- utvrđivanje, od regulatora odobrenog i provjerljivog, postupka prikupljanja podataka,
- prikupljanje podataka na nivou pojedinog kupca, odnosno mjernog mjesta, koji bi omogućavali primjenu minimalnih standarda kvaliteta,
- utvrđivanje broja kupaca koji imaju kvalitet manji od propisane minimalne vrijednosti,
- definisanje metodologije utvrđivanja naknade i
- definisanje za koje bi se za sve aspekte kvaliteta usluga koje pružaju distributivne kompanije (komercijalne usluge, pouzdanost napajanja, kvalitet napona itd.) primjenjivale naknade za odstupanje.

5.2. Primjena novih softverskih alata

Razni programi upravljanja mogu imati važnu ulogu u osiguravanju pouzdanosti i sigurnosti distributivnog sistema. U skladu sa razvojem daljinskog upravljanja te primjenom novih tehnologija i postepenom modernizacijom cijelog distributivnog sistema, i evidencija pokazatelja kvaliteta snabdijevanja bi se osavremenila primjenom odgovarajućih računarskih programa sa internet podrškom. Time bi se olakšao i njihov unos, obrada, analiza, povećala tačnost samih podataka i sama provjera učinila jednostavnijom. Prema [7] distributivne kompanije koje dobro posluju u pogledu praćenja i kontrole pouzdanosti snabdijevanja koriste neki od sljedećih softverskih alata:
- sistem upravljanja prekidima - OMS (*Outage Management System*),
- sistem za izolovanje lokacije kvara i obnavljanje napajanja - FLISR (*Fault Location Isolation and Supply Restoration*),
- sistem upravljanja distribucijom - DMS (*Distribution Management System*) ili
- napredni sistem upravljanja distribucijom ADMS (*Advanced Distribution Management System*).

Mnoge kompanije koje koriste neke od ovih alata ostvaruju visoku pouzdanost, sa pokazateljom SAIDI manjim od 10 minuta. Neke čak imaju SAIDI manji od 1 minute. Povećanje pouzdanosti zahtijeva stalna poboljšanja u standardima pouzdanosti. Takođe, zahtijeva ulaganje u obuku, u alate i tehnologije koje se koriste za nadgledanje i kontrolu EES-a [7].

5.3. Redovno održavanje i ulaganje u mrežu

Osnovna pretpostavka je da je pouzdanost isporuke električne energije blisko povezana sa ulaganjima u mrežu, odnosno da zavisi od pouzdanosti svakog elementa u mreži. Na pouzdanost mreže utiču i same procedure i postupci redovnog održavanja, kao i planske investicije u poboljšanje kvaliteta snabdijevanja. Redovnim pregledima i remontima elemenata EES-a povećava se njihova pouzdanost i raspoloživost jer se smanjuje trend rasta funkcije intenziteta kvara. Trajno poboljšanje kvaliteta snabdijevanja bi se postiglo kroz obezbjeđenje rezervnog napajanja na srednjenaponskom nivou, zatim unapređenje tehničke opremljenosti i stepena automatizacije distributivne mreže, kvalitetnije planiranje redovnog održavanja distributivne mreže te pravovremeno investiranje u distributivnu mrežu. Pouzdanost se najčešće povećava sanacijom onog dijela mreže koji je van pogona više puta tokom određenog vremenskog perioda čime se smanjuje vjerovatnoća ponovnog kvara te izgradnjom spojnih vodova kada se postojeći vod napaja radijalno čime se smanjuje vrijeme beznaponskog stanja u slučaju redovnih isključenja ili kvara. Od ostalih mjera organizacione i tehničke prirode preporučuju se:
- poštovati mjere koje su propisane pravilnicima, tehničkim preporukama i standardima koji se odnose na održavanje elektroenergetskih objekata,
- dosljedno sprovođenje planiranog obima, učestanosti i vrste pregleda,
- redovno održavanje trase nadzemnih vodova, vršiti redovno sezonsko održavanje vegetacije,
- blagovremeno postupanje po svim primijećenim odstupanjima od regularnog stanja elektroenergetskih objekata i električne opreme,
- kontinuirano pregledanje i ažuriranje dokumentacije te praćenje otklanjanja nedostataka i
- uspostavljanje digitalne baze podataka u svrhu što kvalitetnijeg vođenja evidencije o mreži.

Takođe, preporučuje se procijeniti opravdanost i optimalna mjesta ugradnje za sljedeću opremu [8]:
- APU na odvodima gdje ne postoji, a potreban je za povećanje pouzdanosti napajanja,
- detektori struje kvara za spoljnu montažu na stubu, sa daljinskom i lokalnom (svjetlosnom) signalizacijom,
- riklozeri koji bi se ugradili na odvodima sa važnim i prioritetnim potrošačima, izuzetno dugačkim odvodima te kod odvoda koji nemaju APU,
- autosekcionalizeri koji bi se postavili na počecima otcjepa koji su se u prošlosti pokazali kao nepouzdani i čiji su se ispadi dešavali češće,
- oprema za automatsko prebacivanje napajanja (*Change Over*) koja se primjenjuje u objektima koji imaju mogućnost dvostranog napajanja i

- daljinski upravljiva oprema (prekidači i sklopke-rastavljači).

5.4. Priključenje distribuiranih izvora i distribuiranih skladišta energije

Potrošači električne energije koji koriste osjetljive uređaje ili uređaje velike vrijednosti obično instaliraju neki oblik neprekidnog napajanja (UPS) kao rješenje problema prekida napajanja. Pouzdanost napajanja potrošača i kvalitet isporučene električne energije mogu se značajno popraviti ukoliko se ima i rezervni (alternativni) način napajanja. Priključenjem distribuiranih izvora na sistem omogućava se dvostrano napajanje pojedinih potrošača. Pravilnom integracijom distribuiranih generatora u distributivni sistem mogu se značajno poboljšati pouzdanost napajanja potrošača i kvalitet električne energije. Moderne mreže obično sadrže komponente za skladištenje (baterije), izvore energije koji mogu biti tradicionalni kao što su mikro hidroelektrane, dizel i gasne turbine i obnovljive izvore energije, kao što su vjetroelektrane, fotonaponski (FN) sistemi, elektrane na biomasu i gorivne ćelije i lokalne potrošače. Krajnjim kupcima moderne distributivne mreže zadovoljavaju toplotne i električne potrebe i kao dodatak pružaju potencijal za poboljšanje lokalne pouzdanosti i kvaliteta električne energije. Sistemi za skladištenje električne energije (*Energy Storage Systems* - ESS) predstavljaju veoma značajan način za povećanje nivoa pouzdanosti napajanja potrošača, za ublažavanje varijacija potrošnje i za poboljšanje iskoristivosti obnovljivih izvora električne energije. S obzirom na trend priključenja obnovljivih izvora energije i činjenicu da količina električne energije koju proizvode značajno zavisi od nasumičnih vremenskih uslova, dodavanjem skladišta energije olakšava se upotreba intermitentnih izvora energije i njihov stabilan rad uprkos varijabilnoj proizvodnji. Sistemi za skladištenje električne energije imaju višestruku ulogu u sistemu, ali je najznačajnija sposobnost da u svakom trenutku mogu eliminisati debalans u sistemu i obezbijediti stabilno radno stanje.

5.5. Izbor seta mjera za povećanje pouzdanosti za razmatrane mreže

Jasno je da neka od prethodnih rješenja zahtijevaju od distributivnih kompanija da ulože značajna finansijska sredstva, koja su najčešće ograničena i nedovoljna. Opravdanost svake investicije se provjerava, pa mjere za poboljšanje pouzdanosti moraju predstavljati tehnički i ekonomski kompromis u pogledu troškova ulaganja u mrežu, očekivanih ušteda i povećanja pouzdanosti. Očekivane uštede se prvenstveno odnose na smanjenje šteta koje isporučioci mogu da imaju zbog neisporučene električne energije, smanjenje očekivanih šteta koje će potrošači imati zbog prekida u napajanju električnom energijom i smanjenje troškova preventivnog i korektivnog održavanja opreme. Pošto apsolutno pouzdan sistem ne postoji, u interesu i isporučioca električne energije i potrošača je da se broj i dužina prekida svedu na najmanju moguću mjeru. Pri tome treba imati u vidu sljedeće [9]:
- zahtijevani nivo pouzdanosti i ostale tehničke kriterijume obično zadovoljava više varijanti (konfiguracija) mreže i postrojenja, čija izgradnja i održavanje tokom perioda eksploatacije različito košta i
- svaka aktivnost, koja je usmjerena u pravcu povišenja nivoa pouzdanosti u odnosu na postojeći nivo, iziskuje povećana investiciona ulaganja od strane isporučioca električne energije.

Iz navedenih razloga potrebno je izabrati optimalan set mjera za razmatrane mreže. Uvažavajući stanje mreže, prethodnu analizu i tehnički i ekonomski kriterijum, u tabeli 4 predložena su optimalna rješenja koja osim pouzdanosti utiču i na ostale performanse distrubutivnih mreža.

Tabela 4 – Predložene mjere za poboljšanje pouzdanosti

REDNI BROJ	MJERA ZA POBOLJŠANJE POUZDANOSTI	REGIJA PALE	REGIJA TREBINJE
1.	Nabavka rezervne opreme i zamjena postojeće opreme koja je pred istekom radnog vijeka.	✅	✅
2.	Rekonfiguracija mreže uspostavljanjem napajanja preko drugog voda i/ili ugradnja rasklopne opreme na vodovima.	✅	✅
3.	Ugradnja riklozera, daljinski upravljive opreme i detektora struje kvara za spoljnu montažu na stubu.	✅	✅
4.	Ugradnja odvodnika atmosferskih i mrežnih prenapona, uzemljenja i druge zaštite usljed direktnih i indirektnih udara groma.	❌	✅
5.	Primjena nekog od predloženih softverskih alata i uspostavljanje digitalne baze podataka.	✅	✅
6.	Bolje poštovanje tehničkih propisa, redovno održavanje trase nadzemnih vodova, dosljedno sprovođenje planiranog obima, učestanosti i vrste pregleda te blagovremeno postupanje po svim primijećenim odstupanjima.	✅	✅
7.	Priključenje obnovljivih izvora (vjetroelektrane, fotonaponski (FN) sistemi).	❌	✅

Kada je u pitanju Regija Pale, s obzirom na dužinu mreže i broj potrošača, prioritet se daje tradicionalnim metodama poput nabavke opreme (riklozeri, detektori struje kvara itd.) ili uvođenje dvostranog napajanja. Regija Trebinje ima značajno veći izokeraunički nivo nego Regija Pale, pa je dodatna zaštita od atmosferskih pražnjenja predložena zamo za ovaj region. Sa druge strane region Hercegovine je najpovoljniji za eksploataciju energije sunca i vjetra, dok ostali regioni u državi imaju vrlo nepovoljne i neekonomične uslove za integraciju ovih izvora. Ova metoda za Region Trebinje ima prednost jer se priključna mreža često ojačava i bolje održava čime se indirektno poboljšavaju parametri pouzdanosti.

6. ZAKLJUČAK

Novo zakonodavno kretanje elektroenergetskog sektora primorava isporučioce električne energije da maksimalno poboljšaju kvalitet snabdijevanja potrošača, radi snižavanja broja i trajanja prekida napajanja. Broj i trajanje prekida napajanja su ključni elementi pouzdanosti isporuke električne energije. Proračuni pouzdanosti se zasnivaju na pokazateljima pouzdanosti elemenata do kojih se dolazi statističkom obradom podataka iz eksploatacije. Praćenje pokazatelja pouzdanosti ima značajno mjesto u radu elektroprivrednih subjekata za ocijenjivanje performansi svoga rada i rada mreže za koju su odgovorne. Analizom pouzdanosti se predviđa ponašanje posmatranog elementa ili sistema u budućnosti korišćenjem podataka iz prošlosti.

U radu je sprovedena analiza pokazatelja pouzdanosti na primjeru dvije realne mreže. Provedenim istraživanjem primarno je bio cilj utvrditi korelacijsku zavisnost između pokazatelja pouzdanosti i stanja posmatranih distributivnih mreža. Iz raspoloživih podataka dobijenih od strane elektrodistributivnih preduzeća, vidljivo je blago poboljšanje pokazatelja SAIDI, SAIFI i CAIDI kroz posmatrani period, uz manje oscilacije uglavnom prisutne zbog neplaniranih prekida napajanja. Vremenski uslovi najviše utiču na broj i dužinu trajanja neplaniranih prekida u isporuci električne energije na godišnjem nivou. S druge strane, dobijeni pokazatelji pouzdanosti veći su i do nekoliko puta od pokazatelja pouzdanosti koji se ostvaruju u razvijenim zemljama [10]. Obradom dostupnih podataka za period 2018-2022. godine utvrđeno je da je neophodno podizanje stepena pouzdanosti na viši nivo kroz ulaganja u izgradnju, jačanje i modernizaciju mreže.

U radu su izloženi brojni mehanizmi, od tradicionalnih do savremenih, za podizanje stepena pouzdanosti distributivnih mreža, a zatim je u skladu sa stanjem razmatranih mreža i njihovim predispozicijama kreiran minimalan set mjera koji bi zadovoljio tehničke i ekonomske kriterijume. Predloženi skup metoda obuhvata uspostavljanje sistema praćenja i kontrole, primjenu novih softverskih alata, redovno održavanje i ulaganje u mrežu, ugradnja dodatne opreme te priključenje obnovljivih izvora. Trajno poboljšanje kvaliteta snabdijevanja postiglo bi se obezbjeđivanjem dvostranog napajanja, unapređenjem tehničke opremljenosti, dosljednim sprovođenjem planiranog obima i učestalim radovima na održavanju. Za realizaciju predloženih rješenja ključno je planiranje značajnih finansijskih ulaganja. Izgradnja i održavanje distributivne mreže mora biti planirana kriterijumima koji garantuju visok nivo pouzdanosti i kvaliteta električne energije. Možemo konstatovati da je kriterijum pouzdanosti veoma važan i aktuelan u pogledu izučavanja i praćenja njegovih pokazatelja te da podizanje stepena pouzdanosti nameće potrebu da se razvijaju novi pristupi u cilju poništavanja negativnih efekata koji se mogu javiti kao posljedica prekida u isporuci električne energije.

LITERATURA

[1] Cakić M, Ristić M, "Pametne mreže i pouzdanost elektroenergetskog sistema", Zbornik radova, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, 2021, 155-166.
[2] Bertling L, Wallnerström C. J, "Exercises on reliability assessment of electric power systems", Royal Institute of Technology School of Electrical Engineering, Stockholm, 2007.
[3] Jain A, Mandloi T, "Effects of Poor Power Quality on Reliability and Security", International Journal of Latest Trends in Engineering and Technology, 2013.
[4] Fuchs E, Masoum M, "Power Quality in Power Systems and Electrical Machines", Elsevier Science, 2008
[5] Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske, Regulatorni izvještaj o tržištu električne energije, prirodnog gasa i nafte i derivata nafte u Republici Srpskoj za 2022. godinu, Trebinje, 2023.
[6] Mijailović V, "Optimalne lokacije rasklopne opreme u distributivnim mrežama različitih koncepcija napajanja potrošača", Tehnički fakultet Čačak, 2011, 269-281.
[7] Dilparić C. M, Ristić M: "Pametne mreže i pouzdanost elektroenergetskog sistema", Stručni rad Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Univerzitet u Beogradu, Beograd, Srbija, 2021.
[8] Pregled pokazatelja pouzdanosti, www.academia.edu [pristupljeno 15.02.2024. g.]
[9] Vlajić-Naumovska I, "Štete kod potrošača usled prekida isporuke električne energije", Doktorska disertacija, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, Beograd, 2014.
[10] CEER Benchmarking Report 6.1 – Continuity of Electricity and Gas supply, 26-July-2018, https://www.ceer.eu/benchmarking-report-6.1 [pristupljeno 15.02.2024. g.]

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R1-08

RAZVODNA POSTROJENJA SA REKLOZERIMA

DISTRIBUTION PLANTS WITH RECLOSERS

Autor: Srbislav SARIĆ, Elektrodistribucija Srbije doo Beograd, Ogranak Elektrodistribucija Sremska Mitrovica, R.Srbija
Koautor: Biljana SARIĆ, Elektrodistribucija Srbije doo Beograd, Ogranak Elektrodistribucija Sremska Mitrovica, R.Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Danas se u Elektrodistribuciji Srbije pored prekidača, rastavljača i rastavljača snage (sklopka rastavljača) koriste kao osnovni komutacioni aparati reklozeri i sekcioneri. Zahvaljujući njihovoj upotrebi, po dubini distributivne mreže, značajno su se popravili pokazatelji pouzdanosti. Međutim, ovi komutacioni aparati sa tehničkim karakteristikama koje imaju, mogu se znatno više iskoristiti nego što je to do sada bila praksa. Na konzumnom području DP Novi Sad nalazi se više desetina transformatorskih stanica (TS) 35/10 kV koje su u proseku starije od 55 godina. S obzirom na tendenciju da se na ovom distributivnom području postepeno ukidaju naponski nivoi 35 kV i 10 kV i prelazi na naponski nivo 20 kV, neke od ovih TS su planirane za rekonstrukciju u razvodna postrojenja 20 kV. Sa pojavom reklozera i sekcionera otvorilo se novo poglavlje u svetu elektroenergetike. Naime, sada se gore navedeni problemi i zahtevi mogu rešiti na jednostavniji i jeftiniji način uz korišćenje reklozera.U radu će se prikazati jedno od mogućih rešenja rekonstrukcije TS 35/10 kV „Kuzmin“ u razvodno postrojenje 20 kV na području Ogranka Elektrodistribucija Sremska Mitrovica. Takođe, definisani su kriterijumi koji utiču na izbor budućeg rešenja (raspoloživa finansijska sredstva, sigurno i efikasno izvođenje preventivnog i korektivnog održavanja, budući razvoj tog dela konzumnog područja). Autori rada se nadaju da predloženo rešenje ali i niz drugih činjenica iznetih u ovom radu mogu da budu dobra podloga za rešavanje istih ili sličnih problema na konzumnom području Elektrodistribucije Srbije ali i drugih distributivnih područja u okruženju.

Ključne reči: reklozer, transformatorska stanica, razvodno postrojenje, pouzdanost

ABSTRACT

Today, in addition to switches, disconnectors and power disconnectors (disconnector switches), reclosers and sectioners are used as basic switching devices in the Electric Distribution of Serbia. Thanks to their use, according to the depth of the distribution network, reliability indicators have improved significantly. However, these switching devices, with their technical characteristics, can be used much more than has been the practice so far. In the consumption area of DP Novi Sad, there are dozens of transformer stations (TS) 35/10 kV, which are older than 55 years on average. Given the tendency to gradually abolish the 35 kV and 10 kV voltage levels in this distribution area and switch to the 20 kV voltage level, some of these TS are planned for reconstruction into 20 kV switchgear. With the appearance of reclosers and sectioners, a new chapter opened in the world of power engineering. Namely, now the above-mentioned problems and requirements can be solved in a simpler and cheaper way with the use of a recloser. The paper will present one of the possible solutions for the reconstruction of TS 35/10 kV "Kuzmin" into a 20 kV distribution plant in the area of the Sremska Mitrovica Electricity Distribution Branch. Also, the criteria that affect the choice of the future solution are defined (available financial resources, safe and efficient performance of preventive and corrective maintenance, future development of that part of the consumption area). The authors of the paper hope that the proposed solution and a number of other facts presented in this paper can be a good basis for solving the same or similar problems in the consumer area of the Electric Distribution of Serbia and other distribution areas in the surrounding area.

Key words: recloser, substation, distribution plant, reliability

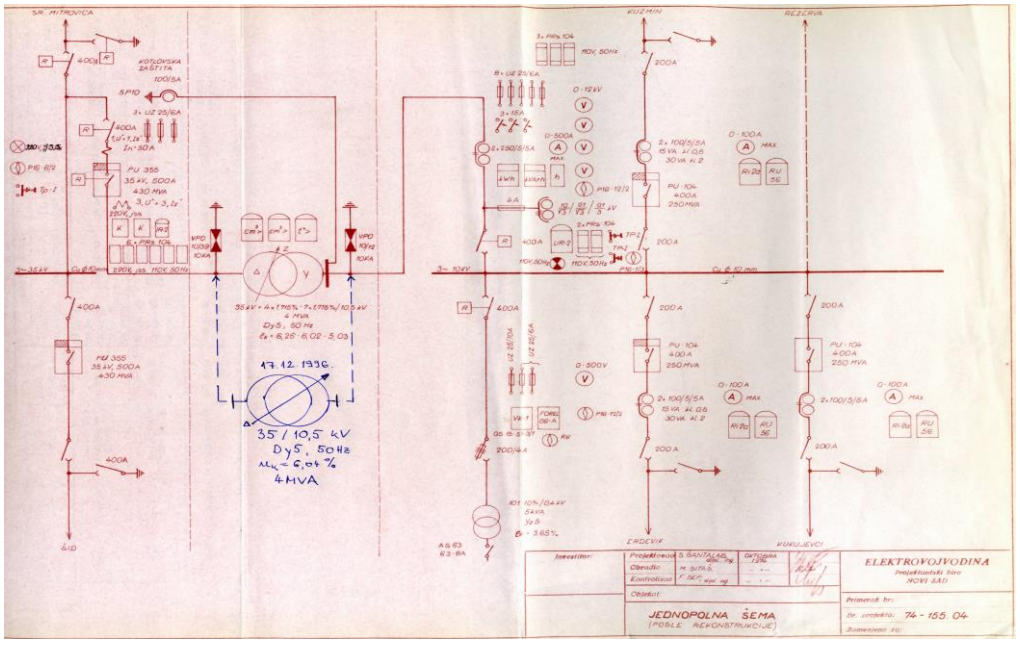
Kontakt informacije o autoru - Srbislav Sarić, Elektrodistribucija Srbije doo Beograd Ogranak Elektrodistribucija Sremska Mitrovica, Fruškogorska bb, Sremska Mitrovica, tel. +381 22631431, mob. +381 648372290, e-mil: srbislav.saric@ods.rs .

1. UVOD

Danas se u Elektrodistribuciji Srbije (EDS) pored prekidača, rastavljača i rastavljača snage (sklopka rastavljača) koriste, kao osnovni komutacioni aparati, reklozeri i sekcioneri. Reklozer je komutacioni aparat koji, kao i prekidač, može uključivati, provoditi i prekidati struje u normalnim pogonskim uslovima, ali može uključivati, provoditi i prekidati struje kratkog spoja. Za razliku od prekidača, ovaj komutacioni aparat se sastoji od više funkcionalnih jedinica koje su međusobno povezane. Zato se može reći da je reklozer komutacioni sklop, sastavljen od rasklopne jedinice, zaštitno-upravljačke jedinice, napojne jedinice, jedinice za autonomni rad i komunikacione jedinice.
Zahvaljujući upotrebi reklozera, po dubini distributivne mreže, značajno su se popravili pokazatelji pouzdanosti. Međutim, ovi komutacioni aparati sa tehničkim karakteristikama koje imaju, mogu se znatno više iskoristiti nego što je to do sada bila praksa. Naime, čest je slučaj da ogranak na svom konzumnom području ima jedan ili više starih, dotrajalih elektroenergetskih objekata (EEO) sa unutrašnjim razvodnim postrojenjem čija je pouzdanost svedena na minimum. Da bi se ti EEO rekonstruisali, tj. povećala im se pouzdanost, potrebno je uložiti značajana materijalna sredstva zbog čega kompanija odlaže te aktivnosti za neke ekonomski isplativije dane. U međuvremenu, za saniranje šteta koje nastaju na tim objektima ulažu se ne baš mala sredstva. Takođe, preventivnim održavanjim na takvim EEO, ulažu se značajna materijalna sredstva kako bi se povećala njihova pouzdanost, svesni da se novougrađena oprema neće koristiti za rekonstrukciju predmetnog EEO.
U EDS Ogranak Elektrodistribucija Sremska Mitrovica ima više takvih EEO, a najspecifičnija je transformatorska stanica (TS) 35/10kV „Kuzmin“.

2. KONZUMNO PODRUČJE TS 35/10kV “KUZMIN” U PRETHODNOM PERIODU

TS 35/10kV „Kuzmin“ je u eksploataciji preko 65 godina. Napravljena je da bi napajala konzumno područje između Sremske Mitrovice i Šida, tj. mesta: Kuzmin, deo Martinaca, Erdevik, Bingula, Stara Bingula, Kukujevci i Bačinci. Prema podacima iz 2000. godine instalisana snaga distributivnih transformatorskuh stanica na ovom konzumnom području iznosila je 10130kVA, a prema podacima EPS Snabdevanja za 2017. godinu na ovom području je imalo 4289 kupaca električne energije svih kategorija, odnosno 9,5% od ukupnog broja kupaca na konzumu Ogranka Elektrodistribucija Sremska Mitrovica.
Ova TS je na početku eksploatacije imala energetski transformator (ET) nazivne snage 2,5MVA, da bi prilikom rekonstrukcije 1974.godine bio ugrađen energetski transformator instalisane snage 4MVA. TS je te godine potpuno rekonstrusana i od tada do danas se ništa značajno nije radilo na njoj. Krajem 1996. godine ugrađen je još jedan ET nazivne snage 4MVA i on je bio u tzv. „krutoj“, paralelnoj vezi sa postojećim ET (Slika 1.).

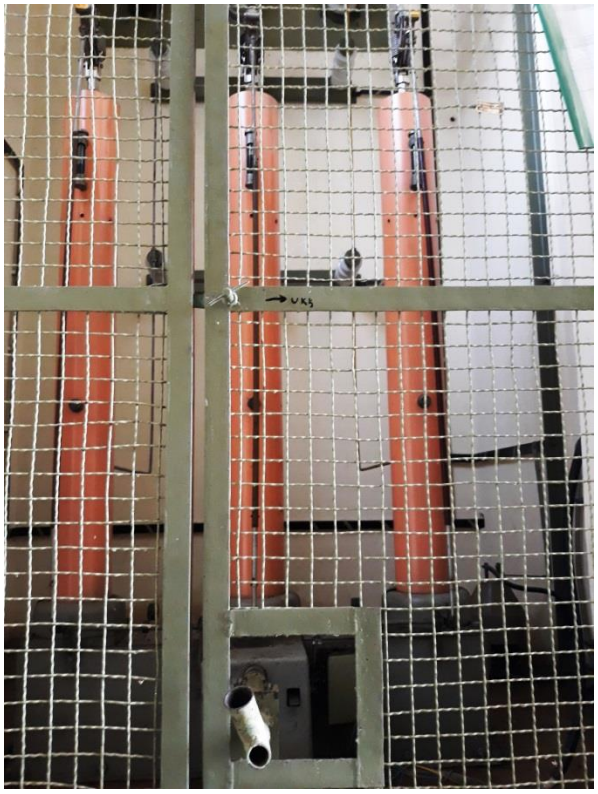


Slika 1. Jednopolana šema TS 35/10kV „Kuzmin“

Povećanje instalisane snage na TS je bilo neophodno jer se zbog migracije stanovništva tokom 90-tih godina prošlog veka, na posmatranoj TS vršna snaga u zimskom periodu povećala na 6,5MVA.
Građevinski deo ovog EEO je u veoma lošem stanju jer prethodnih 25 godina nije ulagano u njegovo održavanje (Slika 2.).

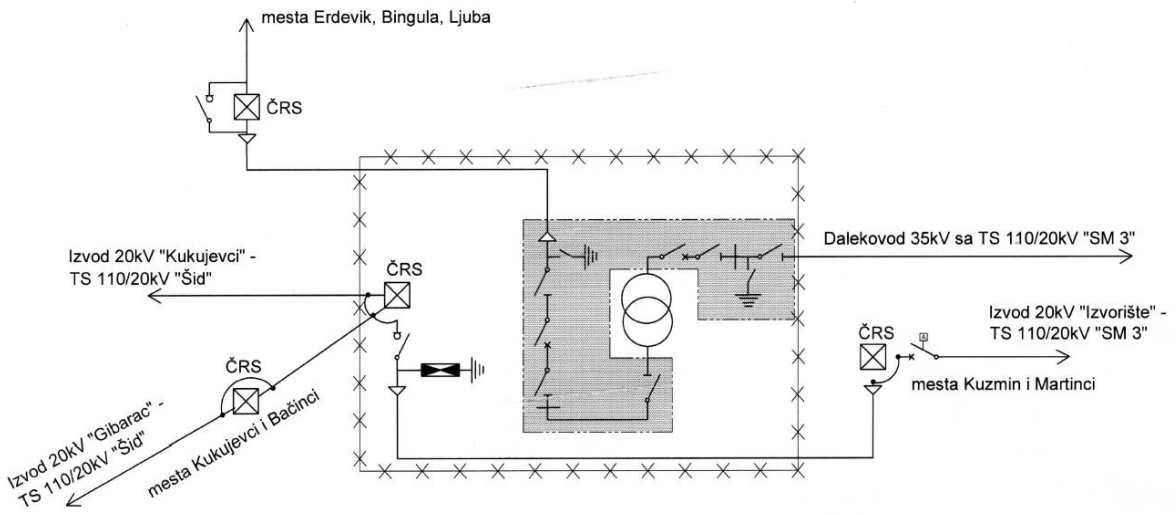
Slika 2. Građevinski objekat TS 35/10kV „Kuzmin

Takođe, nije se radilo na obnavljanju postojeće elektroenergetske opreme, pa danas na TS još uvek imamo malouljni prekidač PU 355 bez motorno-opružnog pogona sa primarnim prekostrujnim okidačem (Slika 3.).



Slika 3. Malouljni prekidač PU 355 sa primarnim prekostrujnim okidačem

Ova transformatorska stanica nije daljinski upravljiva, ali ima zbirni signal, dok pomoćni napon koristi iz uređaja NC 300. Potpuno je jasno da je ova TS nepouzdana i da je sve teže održavati.
U poslednjoj deceniji, Ogranak Elektrodistribucija Sremska Mitrovica je kroz investicione programe mnogo ulagao u prelazak dela konzumnog područja TS 35/10kV „Kuzmin“ sa 10kV na 20kV naponski nivo. Tako su mesta: Kuzmin, Martinci, Stara Bingula, Kukujevci i Bačinci prešli na naponski nivo 20kV. Danas TS 35/10kV „Kuzmin“ ima samo jedan izvod 10kV „Erdevik“ koji napaja naseljena mesta Erdevik i Bingula, a njima se dodalo mesto Ljuba. S obzirom da više nije bilo potrebe za dva energetska transformatora od po 4MV, jedan je isključen, galvanski odvojen i služi kao „hladna“ rezerva ovom dugom.
Nekada je TS 35/10kV „Kuzmin“ imala mogućnost napajanja preko dva dalekovoda 35kV, jednog iz pravca TS 110/20kV „Sremska Mitrovica 3“ i drugug iz TS 110/20kV „Šid“. Ovi dalekovodi su bili rezerva jedan drugom. Nakon zamene izolacije na dalekovodu 35kV od TS 110/20kV „Sremska Mitrovica 3“ do TS 35/10kV „Kuzmin“, odlučeno je da se drugi dalekovod 35kV od TS 110/20kV „Šid“ iskoristi kao 20kV dalekovod preko kojeg će se direktno iz TS 110/20 „Šid“ napajati nekadašnji 10kV izvodi sa TS 35/10kV „Kuzmin“ – izvod 10kV „Kukujevci“ i izvod 10kV „Kuzmin“ . Na taj način se prelaskom ova dva 10kV izvoda na 20kV naponski nivo, omogućilo i dvostrano napajanje naseljenih mesta Kukujevci, Bačinci, Kuzmin i dela Martinaca (Slika 4.).



Slika 4. Postojeće stanje

Alternativni pravac napajanja za mesto Kukujevci je izvod 20kV „Gibarac“ sa TS 110/20kV „Šid“ sa kojeg se u redovnom uklopnom stanju napaja i mesto Bačinci. Alternativni pravac napajanja za mesto Kuzmin je izvod 20kV „Izvorište“ sa TS 110/20kV „Sremska Mitrovica 3“ preko koga se u redovnom ukloponom stanju napaja mesto Martinci. Mesto Stara Bingula je ranije prebačeno na napajanje preko izvoda 20kV „Fruška gora“ sa TS 110/20kV „Sremska Mitrovica 3“, a alternativni pravac napajanja mu je sa TS 110/20kV „Sremska Mitrovica 1“ preko izvoda 20kV „Veliki Radinci“.
Preostali i jedini izvod 10kV „Erdevik“ sa TS 35/10kV „Kuzmin“ preko koga se napajaju naseljena mesta Erdevik, Ljuba i Bingula, ima mogućnost delimičnog rezerviranja od strane TS 35/10kV „Šid“ preko izvoda 10kV „Berkasovo“. Ova veza je prilično nepouzdana zbog starosti opreme u TS 35/10kV „Šid“ i TS 35/10kV „Kuzmin“, ali i zbog velike dužine dalekovoda.Takođe, treba napomenuti da u sadašnjem uklopnom stanju, dalekovod 35kV od TS 110/20kV „Sremska Mitrovica 3“ do TS 35/10kV „Kuzmin“ nema mogućnost rezervirnja.

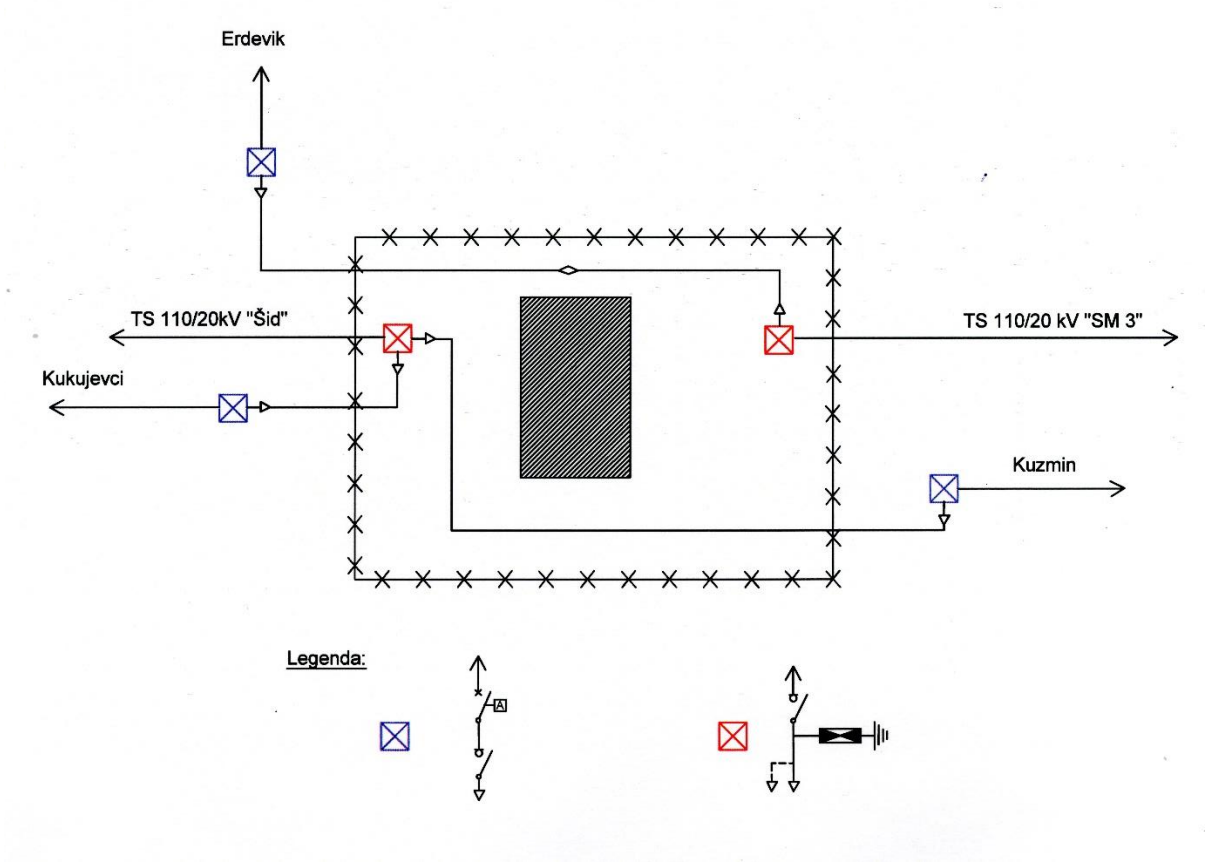
3. FORMIRANJE SPOLJAŠNJEG RAZVODNOG POSTROJENJA (RP) 20kV “KUZMIN”

Kako adaptacija postojeće TS 35/10kV „Kuzmin“ zahteva velika finansijska sredstva, nametnulo se pitanje, da li je moguće obezbediti veću pouzdanost napajanja ovog dela konzumnog područja (oko 5500 kopaca) na neki drugi način koji će znatno manje koštati.
Uvažavajući nekoliko bitnih činjenica: stanje građevinskog dela TS 35/10kV „Kuzmin“, prelazak konzumnog područja ove TS sa 10kV na 20kV naponski nivo, obezbeđivanje rezervnih pravaca napajanja svih naseljenih mesta, dosadašnje izgrađene čelično-rešetkaste (ČRS) stubove i ugrađene reklozere u blizini TS 35/10kV „Kuzmin“, mogućnost eventualne buduće izgradnje TS 110/20kV (s obzirom na blizinu dalekovoda 110kV),

brzine intervencije odnosno izolovanje mesta kvara i nesmetano izvođenje planiranih radova, autori rada su smatrali da je najbolje formirati spoljašnje razvodno postrojenje 20kV uz upotrebu reklozera.

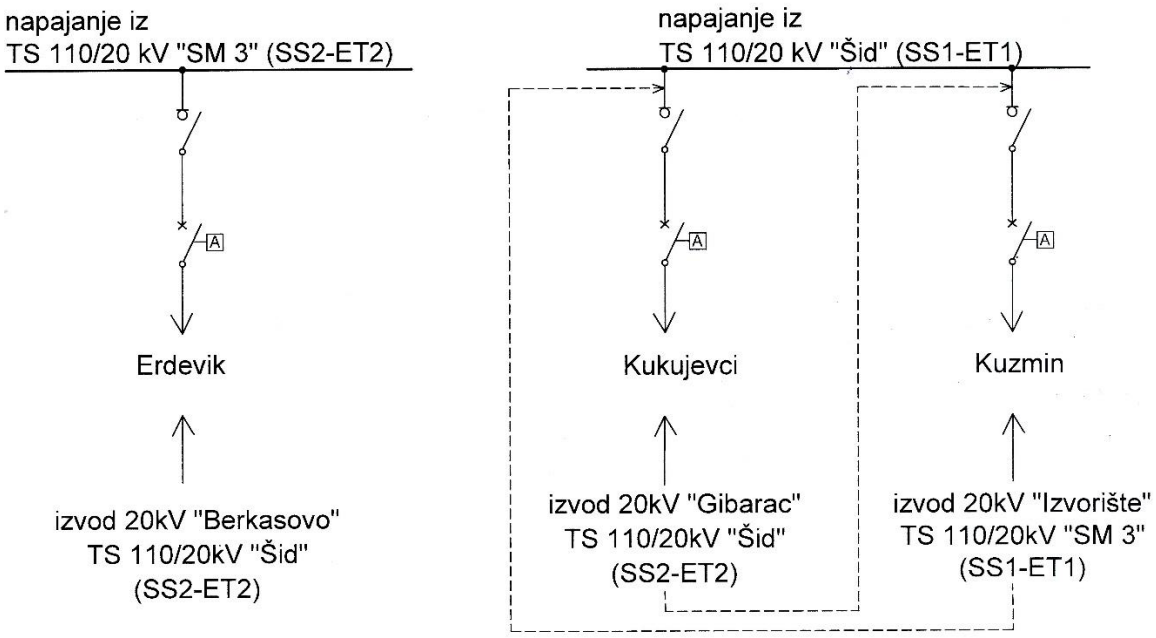
3.1 Sistem jednostrukih glavnih sabirnica sa reklozerima

Na slici 5. prikazano je zamišljeno spoljašnje razvodno postrojenje 20kV. U odnosu na postojeće stanje (slika 4) dograđen je jedan ČRS, dva reklozera, tri sklopka rastavljača, tri odvodnika prenapona i oko 180m kablovskih vodova 20kV. Građevinski deo dosadašnje TS 35/10kV „Kuzmin“ sada gubi funkciju i može se ukloniti. Pri tome se smatralo da je ostatak konzumnog područja (izvodi 10kV „Berkasovo“ i „Erdevik“) takođe prešao na naponski nivo 20kV i da su postojeći sklopka rastavljači u tehnički zadovoljavajućem stanju.



Slika 5. Spoljašnje razvodno postrojenje 20kV - varijanta 3.1

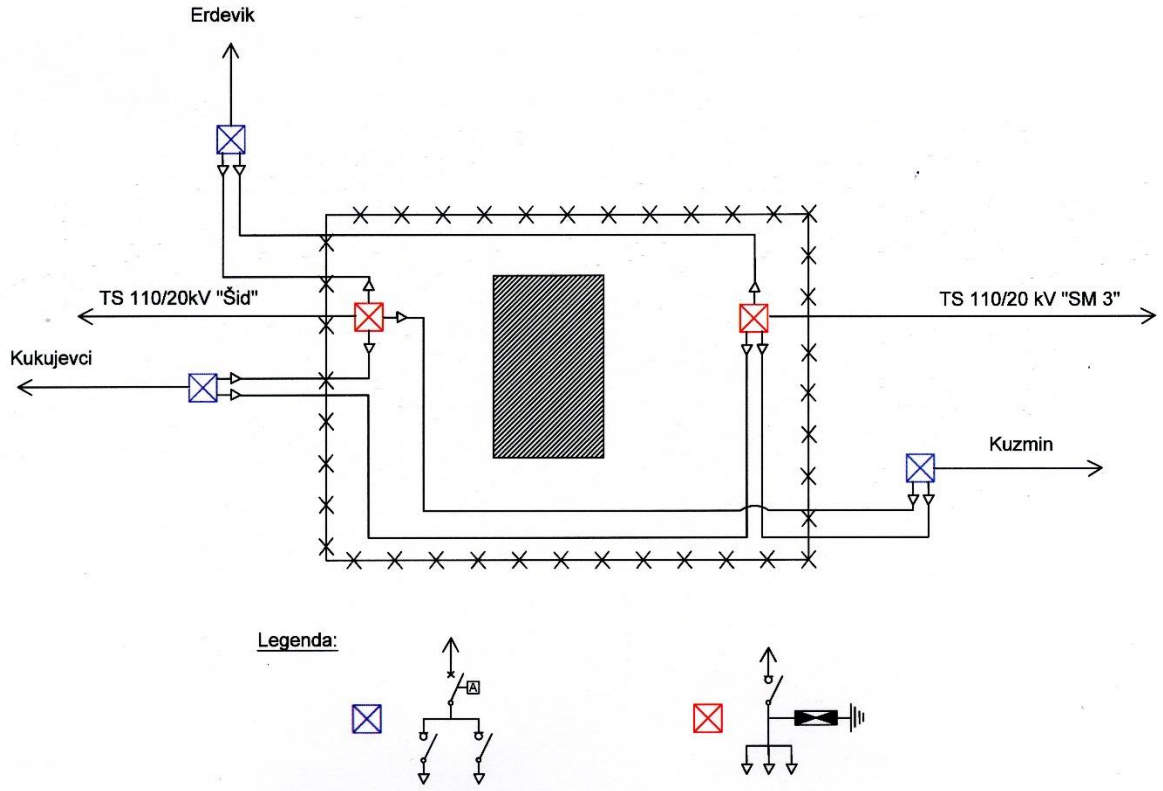
Na ovaj način zardžava se sadašnja koncepcija napajanja kupaca električnom energijom. Povećana je pouzdanost njihovog napajanja jer su stari, nepouzdani komutcioni aparati zamenjeni novim, tj. reklozerima i sklopka rastavljačima, a stara nepouzdana zaštita novom mikroprocesorskom zaštitom. Ovakvim galvanskim povezivanjem dobijaju se dva, međusobno nezavisna, RP 20kV, oba sa sistemom jednostrukih glavnih sabirnica sa reklozerima (slika 6.).



Slika 6. Sistem jednostrukih glavnih sabirnica sa reklozerima – varijanta 3.1

3.2 Sistem dvostrukih glavnih sabirnica sa reklozerima

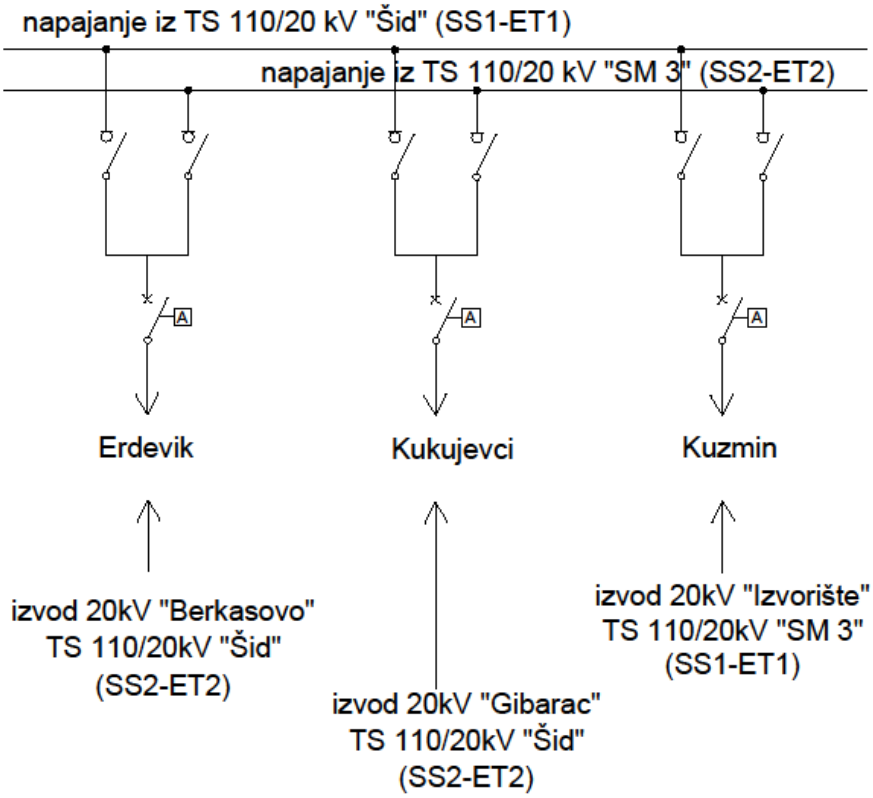
Na slici 7. prikazano je zamišljeno spoljašnje razvodno postrojenje 20kV. U odnosu na varijantu 3.1 dograđena su tri sklopka rastavljača i položeno je još oko 400m kablovskih vodova 20kV.



Slika 7. Spoljašnje razvodno postrojenje 20kV – varijanta 3.2

Na ovaj način ostvarena je 100% rezerva u napajanju kupaca električnom energijom. Formiranjem ovakvog RP 20kV dobija se sistem dvostrukih glavnih sabirnica (Slika 8.).

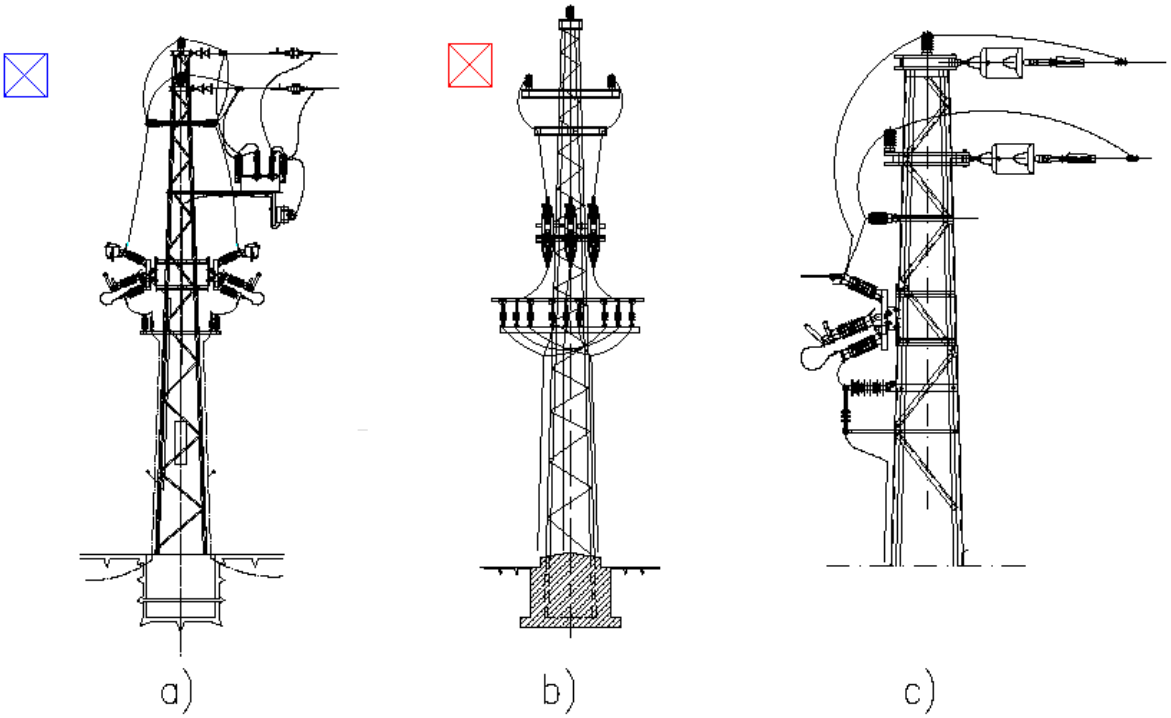
Da bi se obezbedila 100% rezerva energetsih transformatora (ET) 110/20kV na TS 110/20kV „Šid“ i TS 110/20kV „Sremska Mitrovica 3“ neophodno je da se alternativni pravci napajanja galvanski povežu sa sekcijama sabirnica suprotnim od onih sa kojih se u redovnom uklopnom stanju napajaju naseljena mesta nekadašnjeg konzumnog područja TS 35/10kV „Kuzmin“ (Erdevik, Kukujevci i Kuzmin).



Slika 8. Sistem dvostrukih glavih sabirnica sa reklozerima – varijanta 3.2

Analizirajući predmetno spoljašnje razvodno postrojenje 20kV (varijanta 3.1 i varijanta 3.2) može se primetiti da je centralni prostor dvorišta, tj. mesto gde je sada građevinski objekat i oko njega, ostao slobodan. Čelični stubovi i kablovi su postavljeni uz ogradu. Cilj je da se u slučaju eventualne gradnje buduće TS 110/20kV svi radovi mogu izvoditi nesmetano i bezbedno. Varijanta 3.1 je za oko 50% ekonomski jeftinije od varijante 3.2.
U varijanti 3.2 se može uočiti neobičan raspored komutacionih aparata ugrađenih na ČRS (Slika 9.). Na slici 9. a) prkazan je ČRS na kome je ugrađen jedan reklozer i dva sklopka rastavljača. Prikazana je jedna od mogućih konfiguracija komutacionih aparata. Rreklozer je postavljen na strani sa koje dolazi dalekovod, jedan sklopka rastavljač je ispod reklozera, a drugi na suprotnoj strani ČRS u odnisu na reklozer. Znači, ovi sklopka rastavljači bi bili u istoj visini i imali bi zajedničke montažne elemente. Svaki kablovski vod bi imao svoje odvodnike prenapona koji bi bili postavljeni na istoj konzoli na kojoj se nalaze odgovarajuće kablovske glave. Međusobne galvanske veze između elemenata na predmetnom ČRS mogle bi biti ostvarene uz pomoć slaboizolovanih provodnika (SIP) ili AlČe užeta i potpornih izoltatora ili srednjenaponskim samonosivim kablovskom snopom (SN SKS).
Na slici 9.b) prikazana je glava ČRS na kome su ugrađeni jedan sklpoka rastavljač i tri seta kablovskih glava, a na slici 9.c) prikazana je ista ta glava ČRS gledana iz profila. Ovo je jedna od mogućih konfiguracija. Sklopka rastavljač je ugrađen sa suprotne stravne stuba u odnosu na dolazni dalekovod, a ispod njega se nalaze dve konzole koje mogu biti napravljene i kao jedna celina. Na gornjoj konzoli, za svaku fazu, postavljeni su potporni izolator i odvodnik prenapona, a na njih bakarna (Cu) sabirnica. Na donjoj konzoli postavljeno je devet kablovskih glava, tri po svakoj fazi. Kablovske glave se direktno vezuju na bakarne sabirnice jer su potporni izolatori i odvodnici prenapona postavljeni upravno u odnosu na kablovske glave. Sva tri seta kablova bi se postavili uz stub sa iste strane kao i sklopka rastavljač, s tim da jedan ide po sredini, a druga dva uz bočne ivice ČRS. Po istom principu bi se uradili „crveni“ stubovi na slici 5.

Ovakvom konfiguracijom na jednom i na drugom ČRS omogućeno je kvalitetno izolovanje mesta kvara i nesmetano obavljanje mikrolokalizacije kvara na bilo kojoj žili, bilo kog kabla. Pri tome se može napraviti takvo uklopno stanje da svi kupci imaju električnu energiju.
Koliko god izgledalo da je ovakav ČRS sa ugrađenom komutacionom opremom složen, njegovo održavanje bilo bi potpuno isto kao i održavanje bilo kog ČRS na kome se nalazi reklozer, linijski rastavljač i konzola za ogranak sa dalekovoda.



Slika 9. Izgled stuba sa komutacionim aparatima

4. ZAKLJUČAK

Ako se uzme u obzir stanje građevinskog objekta sadašnje TS 35/10kV „Kuzmin“ i njegovo buduće održavanje, povećanje pouzdanosti napajanja kupaca električne energije, kao i namera da se u budućnosti ostatak konzumnog područja prebaci na 20kV naponski nivo, onda je ovako formirano spoljašnje razvodno postrojenje (varijanta 3.1 ili varijanta 3.2) sigurno najisplativije rešenje.
Analizom finansijskih troškova neophodnih za rekonstrukciju sadašnje TS 35/10kV „Kuzmin“ u klasično razvodno postrojenje 20kV došlo se do iznosa od oko 300.000 €, dok bi za formiranje spoljašnjeg razvodnog postrojenja, kakvo je prikazano u ovom radu, u varijanti 3.1 bilo potrebno oko 60.000 €, a za varijantu 3.2 oko 120.000 €. Ovo je najbolje poređenje troškova između klasičnog RP 20kV i neke od varijanti sa reklozerom za konkretni slučaj. Direktno poređenje cena između prekidača i reklozera, koji su po karakteristikama u pogledu prekidne moći vrlo slični, nije moguće jer je reklozer komutacioni sklop, a prekidač komutacioni aparat, tj.deo komutacionog sklopa.
Takođe, rasporedom elemenata postrojenja po obodu dvorišta oslobođen je i prostor za eventualnu gradnju buduće TS 110/20kV, a pri tom sigurno i efikasno korektivno i preventivno održavanje.
Ponuđeno rešenje može da bude dobra podloga za rešavanje nekih drugih sličnih ili istih problema na konzumnom području operatora distributivnog sistema.

LITERATURA

[1] Elektrodistribucija Sremska Mitrovica, Fizički obim elektroenergetskih objekata, Sremska Mitrovica 31.12.2000
[2] Prof.Dr. Jovan Nahman, „Pouzdanost u procesu planiranja distributivnih mreža“, Privredna Komora Srbije, Beograd 15.11.2017
[3] Hrvoje Požar, Visokonaponska rasklopna postrojenja, Tehnička knjiga-Zagreb, 1973

[4] Prof.Dr. Jovan Nahman i Dr. Vladica Mijailović, Razvodna postrojenja, Akademska misao-Elektrotehnički fakultet Beograd, 2005
[5] Srbislav Sarić i Biljana Sarić, “Upotreba reklozera za formiranje spoljašnjeg razvodnog postrijenja 20kV”, XI Savetovanje o elektrodistributivnim mrežama sa regionalnim učešćem, Kopaonik 2018

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R1-09

ANALIZA UTICAJA DALEKOVODA NAPONSKOG NIVOA 35 kV NA ŽIVOTNU SREDINU SA ASPEKTA ELEKTROMAGNETNOG POLJA

ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF 35 kV OVERHEAD POWER LINE ON THE ENVIRONMENT FROM THE ASPECT OF ELECTROMAGNETIC FIELD

Ivana RAIČEVIĆ, Institut „Sigurnost", Podgorica, Crna Gora
Aleksandar PAVLOVIĆ, Elektrotehnički institut „Nikola Tesla", Beograd, Republika Srbija
Maja GRBIĆ, Elektrotehnički institut „Nikola Tesla", Beograd, Republika Srbija
Saša ŠUKOVIĆ, Institut „Sigurnost", Podgorica, Crna Gora

KRATAK SADRŽAJ

U radu je prikazana analiza rezultata ispitivanja nivoa elektromagnetnih polja u životnoj sredini u blizini dalekovoda naponskog nivoa 35 kV „Podi". Osim rezultata merenja, date su i maksimalne vrijednosti magnetne indukcije, koje bi se javile u slučaju opterećenja voda trajno dozvoljenom strujom. Takođe je izvršeno poređenje rezultata mjerenja sa rezultatima proračuna, radi obezbeđenja validnosti dobijenih rezultata. Cilj analize je utvrđivanje nivoa izloženosti ljudi električnom i magnetnom polju niskih učestanosti u području povećane osjetljivosti, kao i tumačenje rezultata u skladu sa graničnim vrijednostima koje su definisane Pravilnikom o granicama izlaganja elektromagnetnim poljima.

Ključne reči: elektromagnetno polje, električno polje, magnetna indukcija, dalekovod 35 kV, izloženost ljudi, pravilnik.

ABSTRACT

The paper presents an analysis of the results of electromagnetic field testing in the environment near the 35 kV "Podi" overhead power line. In addition to the measurement results, the maximum values of magnetic flux density, which would occur in the case of the maximum power line load, are also given. Measurement results are compared with the results obtained by calculations in order to ensure the validity of the results. The aim of the analysis is to determine the level of exposure of people to low frequency electric and magnetic fields in the increased sensitivity area, as well as to compare the obtained results with the reference levels prescribed by the Rulebook on Limits of Exposure to Electromagnetic Fields.

Keywords: electromagnetic field, electric field, magnetic flux density, 35 kV overhead power line, exposure of people, rulebook.

Ivana Raičević, ivana.raičević@sigurnost.me
Aleksandar Pavlović, aleksandar.pavlovic@ieent.org
Maja Grbić, maja.grbic@ieent.org
Saša Šuković, sasa.šuković@sigurnost.me

1. UVOD

U radu su prikazani rezultati ispitivanja nivoa elektromagnetnog zračenja u životnoj sredini, u blizini dalekovoda naponskog nivoa 35 kV koji polazi iz transformatorske stanice 110/35 kV „Podi". Predmetnim ispitivanjem utvrđen je nivo izloženosti ljudi u području povećane osjetljivosti, odnosno izloženost električnom i magnetnom polju niskih učestanosti u stambenom objektu koji se nalazi u blizini pomenutog dalekovoda. Ispitivanje je izvršeno mjerenjem električnog polja i magnetne indukcije na reprezentativnim mjestima koja su određena na osnovu međusobnog položaja stambenog objekta i dalekovoda, na mjestima na kojima se očekuju najviše

vrijednosti električnog i magnetnog polja u posmatranom području. Radi obezbeđenja validnosti dobijenih rezultata izvršeno je poređenje rezultata mjerenja sa rezultatima proračuna.

2. OPIS LOKACIJE

Stambeni objekat namijenjen za stanovanje se nalazi na dijelu katastarske parcele na katastarskoj opšini Podi, Herceg Novi, u zaštitnom pojasu postojećeg nadzemnog voda naponskog nivoa 35 kV, koji polazi iz transformatorske stanice TS 110/35 kV „Podi". U opisanoj situaciji nadzemni vod 35 kV predstavlja dominantan izvor elektromagnetnog polja niskih učestanosti u području povećane osjetljivosti prema važećoj regulativi Crne Gore [1-4]. Položaj i međusobni odnos stambenog objekta i dalekovoda prikazan je na slikama 1 i 2.

Slika 1 – Položaj stambenog objekta i dalekovoda (izvor – Google Maps)

Slika 2 – Položaj i međusobni odnos stambenog objekta i dalekovoda

3. ISPITIVANJA ELEKTRIČNOG I MAGNETNOG POLJA

3.1. Opterećenje dalekovoda u vrijeme mjerenja

Magnetna indukcija je direktno srazmjerna struji koja protiče kroz fazne provodnike dalekovoda, pa je važno poznavati opterećenja dalekovoda u vrijeme mjerenja da bi se sprovela ekstrapolacija izmjerenih vrijednosti magnetne indukcije na vrijednost maksimalno dozvoljene struje. Podaci o strujama opterećenja dalekovoda u periodu kada su sprovedena mjerenja magnetne indukcije dobijeni su od nadležne službe CEDIS-a. Opterećenje dalekovoda 35 kV je iznosilo 43% u odnosu na vrijednost maksimalno dozvoljene struje u zimskom periodu koja iznosi 327 A. Nivo jačine električnog polja u vrijeme mjerenja direktno zavisi od radnog napona dalekovoda, koji ne odstupa značajno od naznačenog napona, pa se vrijednosti dobijene mjerenjima mogu direktno porediti sa propisanim granicama.

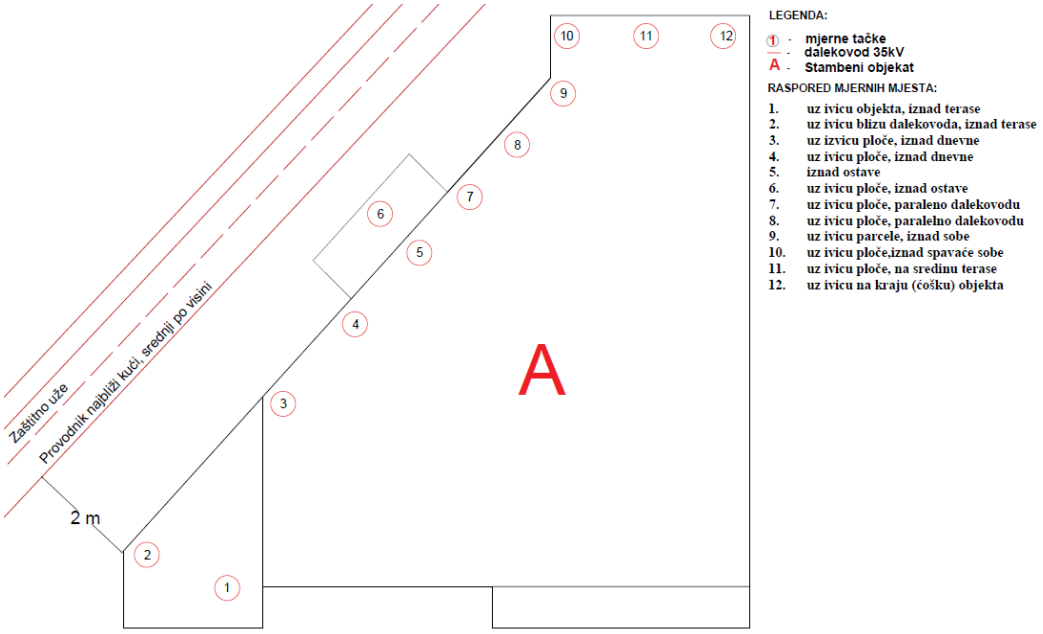
3.2. Rezultati mjerenja

Ispitivanja elektromagnetnog polja koja potiču od dalekovoda 35 kV izvršena su na spratu stambenog objekta koji je u vrijeme mjerenja bio u izgradnju (na ploči), kao i u prizemlju. Mjerenja su sprovedena na ukupno 20 mjernih mjesta. Na svakom mjernom mejstu izvršena su mjerenja jačine električnog polja i magnetne indukcije. Mjerenja su sprovedena u skladu sa zahtjevima standarda [5]–[8]. U tabeli 1 prikazane su izmjerene vrijednosti jačine električnog polja *E*, kao i ekstrapolirane vrijednosti magnetne indukcije za slučaj maksimalnog opterećenja dalekovoda B_{max}, dok su na slikama 3 i 4 prikazana izabrana mjerna mjesta.

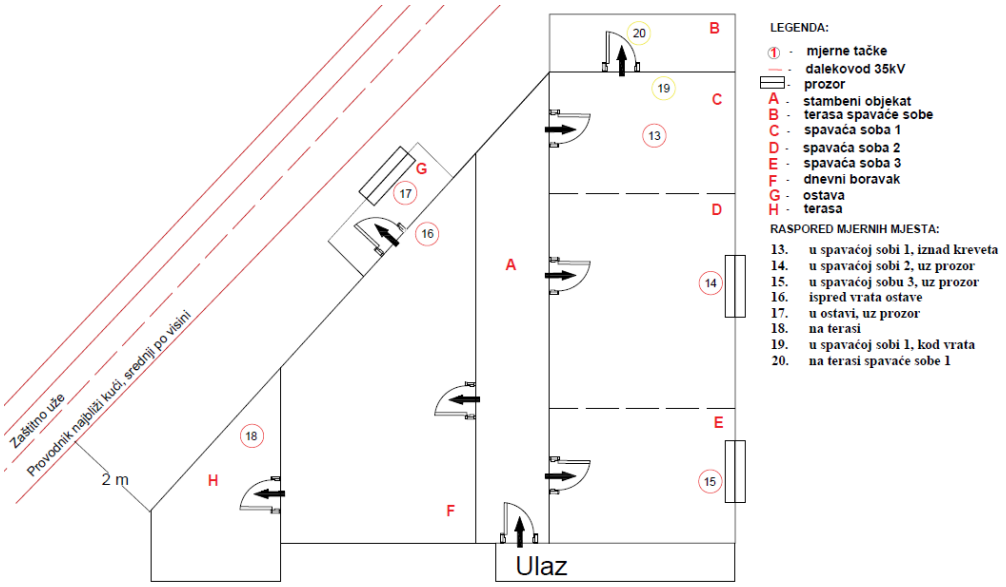
Tabela 1. Rezultati ispitivanja

Redni broj mjernog mjesta	**Opis lokacije mjernog mjesta**	B_{max} **[μT]**	***E*** **[kV/m]**
1.	Uz ivicu objekta, iznad terase	4,404	0,337
2.	Uz ivicu blizu dalekovoda, iznad terase	10,235	0,758
3.	Uz ivicu ploče, iznad dnevne sobe	9,966	0,770
4.	Uz ivicu ploče, iznad dnevne sobe	9,379	0,803
5.	Iznad ostave	9,883	0,772
6.	Uz ivicu ploče, iznad ostave	12,264	1,012
7.	Uz ivicu ploče, paralelno dalekovodu	8,914	0,820
8.	Uz ivicu ploče, paralelno dalekovodu	8,218	0,722
9.	Uz ivicu ploče, iznad sobe	7,772	0,862
10.	Uz ivicu ploče, iznad spavaće sobe	10,449	0,953
11.	Uz ivicu ploče, na sredini terase	5,779	0,571
12.	Uz ivicu ploče, na ćošku objekta	3,744	0,364
13.	U spavaćoj sobi 1, iznad kreveta	2,219	0,001
14.	U spavaćoj sobi 2, uz prozor	1,458	0,131
15.	U spavaćoj sobi 3, uz prozor	1,281	0,021
16.	Ispred vrata ostave	3,963	0,020
17.	U ostavi, uz prozor	7,544	0,111
18.	Na terasi	4,361	0,245
19.	U spavaćoj sobi 1, kod vrata	1,215	0,001
20.	Na terasi spavaće sobe1	1,028	0,033

Dobijeni rezultati mjerenja jačine električnog polja direktno su upoređeni sa propisanim granicama izlaganja, dok su rezultati mjerenja magnetne indukcije prethodno ekstrapolirani pa zatim upoređeni sa propisanim granicama izlaganja da bi se uvažio uticaj promjene opterećenja dalekovoda na nivoe magnetne indukcije.
Najveća vrijednost jačine električnog polja izmjerena u tački 6 i iznosi 1,012 kV/m. Najveća izmjerena vrijednost magnetne indukcije iznosila je 5,332 μT, dok je najveća ekstrapolirana vrijednost magnetne indukcije dobijena u tački 6 i iznosi 12,264 μT.



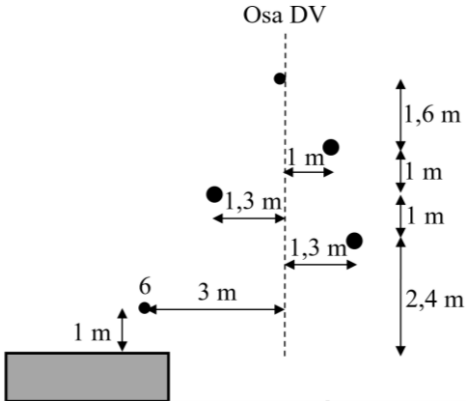
Slika 3 – Raspored mjernih mjesta 1–12



Slika 4 – Raspored mjernih mjesta 13–20

3.3. Rezultati proračuna

Proračun jačine električnog polja i magnetske indukcije je sproveden u cilju obezbeđenja validnosti rezultata mjerenja. Proračun je sproveden za mjerno mjesto br. 6 gde su dobijene najveće vrijednosti električnog i magnetnog polja. Nadzemni vod je modelovan pravim, beskonačno dugim provodnicima, a metoda proračuna je detaljno opisana u [9]. Na slici 5 je prikazana geometrija koja je korišćena prilikom proračuna. Prikazan je položaj provodnika voda i položaj mjernog mjesta br. 6 u odnosu na vod.



Slika 5 – Geometrija DV korišćena prilikom proračuna

Proračunom jačine električnog polja u tački 6 dobijena je vrijednost od 936,3 V/m, tako da odstupanje u odnosu na rezultat mjerenja iznosi -7,5%. Proračunom magnetske indukcije u tački 6 za struju opterećenja voda od 327 A dobijena je vrijednost od 12,87 μT, tako da odstupanje u odnosu na rezultat mjerenja iznosi 4,9%. Ako se uzme u obzir činjenica da samo komponenta mjerne nesigurnosti koja potiče od mjernog sistema iznosi oko 5% zaključuje se da postoji slaganje između rezultata dobijenih mjerenjem i proračunom.

4. ZAKLJUČAK

Izvori elektromagnetnih polja mogu se koristiti samo ako pri njihovoj upotrebi izloženost stanovništva neće prekoračiti propisane granice izlaganja. Referentni nivoi za izloženost stanovništva elektromagnetnom polju učestanosti 50 Hz u područjima povećane osjetljivosti iznose 1,25 kV/m za jačinu električnog polja i 50 μT za magnetnu indukciju [2]. Na osnovu rezultata ispitivanja nivoa jačine električnog polja i magnetne indukcije niskih učestanosti, zaključeno je da nivo izloženosti stanovništva elektromagnetnim poljima ne prekoračuje propisane granice u predmentom području povećane osjetljivosti.

LITERATURA

[1] Zakon o zaštiti od nejonizujućih zračenja, Službeni list Crne Gore br. 35/13.
[2] Pravilnik o granicama izlaganja elektromagnetnim poljima, Službeni list Crne Gore br. 06/15 i 09/15.
[3] Pravilnik o načinu prvih i periodičnih mjerenja nivoa elektromagnetnih polja, Službeni list Crne Gore br. 56/15.
[4] Pravilnik o vrstama izvora elektromagnetnih polja za koje se pribavlja dozvola za korišćenje izvora elektromagnetnih polja, Službeni list Crne Gore br. 42/15, 149/22.
[5] MEST EN 50413:2020 „Osnovni standard za mjerenje i procedure kalkulacije izloženosti ljudi električnim, magnetnim i elektromagnetnim poljima (0 Hz – 300 GHz)".
[6] MEST EN 61786-1:2015 „Mjerenje jednosmjernih magnetnih, naizmjeničnih magnetnih i naizmjeničnih električnih polja u opsegu od 1 Hz do 100 kHz u pogledu izloženosti ljudi – Dio 1: Zahtjevi za mjerne instrumente".
[7] IEC 61786-2:2014 "Measurement of DC magnetic, AC magnetic and AC electric fields from 1 Hz to 100 kHz with regard to exposure of human beings – Part 2: Basic standard for measurements".
[8] MEST EN 62110:2018 „Nivoi električnih i magnetskih polja koja stvaraju sistemi za napajanje naizmjeničnom strujom — Postupci mjerenja u pogledu opšte izloženosti".
[9] Electric Power Research Institute (EPRI), "Electric and magnetic fields", in EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above, Third Edition, Palo Alto, CA, USA, EPRI, 2005, pp. 7.1–7.118.

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R1-10

PREVENTIVNA KONTROLA DISTRIBUTIVNIH ENERGETSKIH TRANSFORMATORA 35kV/x – METODOLOGIJA, ISKUSTVA I PRIMERI IZ PRAKSE

PREVENTIVE TESTING OF DISTRIBUTIVE TRANSFORMERS 35kV/x – METHODOLOGY, EXPERIENCES AND INTERESTING CASES FROM PRACTICE

Marko Dimitrijević, ETI Nikola Tesla AD, Srbija
Momčilo Milić, ETI Nikola Tesla AD, Srbija
Dragan Teslić, ETI Nikola Tesla AD, Srbija
Đorđe Jovanović, ETI Nikola Tesla AD, Srbija
Jovana Mihajlović, EDS Beograd, Srbija
Radomir Todorović, EDS Beograd, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Radi ima za cilj da prenese iskustva primene metoda električnih ispitivanja u sklopu preventivne kontrole distributivnih transformatora koja se na transformatorima 110kV/x, kao bazičnim jedinicama u distributivnim preduzećima u Srbiji primenjuje redovno više decenija, a na jedinicama 35kV/x povremeno u zavisnosti od naznačene snage i važnosti jedinice za sigurnost snabdevanja. Preventivna kontrola je metodologija kojom se prati stanje energetskih transformatora kao najvrednije karike u lancu snabdevanja električnom energijom i vrši procena sposobnosti za dalji pogon i predikcija njegovog ponašanja do narednog remonta. Posebno, u slučaju vanrednog pogonskog događaja, sa isključenjem transformatora usled aktiviranja zaštitnih uređaja i/ili kada rezultati hemijskih ispitivanja uzorka ulja koji su prethodili, sprovođenje ovih električnih ispitivanja može da ukaže na postojanje kvara. kao i njegovu prirodu i verovatnu lokaciju. Kako su jedinice 35kV/x praktično bazične u distributivnom sistema Crne Gore, autori žele da prenesu svoja iskustva električnih ispitivanja sa primerima iz prakse.

Ključne riječi: distributivni transformator, preventivna kontrola, izolacioni sistem, BTRP, GH analiza

ABSTRACT

Aim for preparing this technical paper is to share experience of using various methods of elecrical testing in practice of preventive testing of distribution transformers, which has been applied regularly for several decades on transformers 110kV/x, as basic units in distribution companies in Serbia, and occasionally units 35kV/x depending on the rated power and importance of the unit for secure supply. Preventive testing is methodology for condition assessment of distributive transformers as most valuable element in a chain of distribution of electric energy with estimation of its readiness for service and with prediction of behaviour in service until the next regular overhaul. Especially, in cases an extraordinary operating event, with switching off the transformer due to activation of protective devices and/or when the results of chemical tests of the oil sample that preceded, implementation of these electrical tests can indicate the existence of a defect-failure as well as the nature and location of the defect. Since the 35kV/x transformer units are practically basic in the distribution system of Montenegro, the authors would like to share their experiences of electrical tests with several examples from practice.

Key words: distribution transformer, preventive testing, insulation system, DETC, DGA

Marko Dimitrijević, marko.dimitrijevic@ieent.org

1. UVOD

Metoda preventivne kontrole distributivnih transformatora (DisT) podrazumeva multidisciplinarni pristup – u dijagnostici pogonskog stanja najčešće prethode hemijska ispitivanja uzoraka ulja koja obuhvataju ispitivanje fizičko-hemijskih i električnih karakteritika (FHE) ulja, zajedno sa merenjem sadržaja vode u ulju i određivanje sadržaja gasova rastvorenih u ulju metodom gasne hromatografije (GH) da bi usledila opsežna električna ispitivanja u beznaponskom stanju koja obuhvataju sve savremene ispitne metode koje se primenjuju u praksi profilaktičkih ispitivanja energetskih transformatora (ET) u svetu.

Metode hemijskih ispitivanja uzoraka izolacionog ulja su većinom precizno definisane IEC standardima, koji uključuju i kriterijume za ocenu vrednosti pojedinih parametara, definiciju tipova kvarova na bazi rezultata GH analize (termički kvarovi, električno pražnjenje u ulju, parcijalna pražnjenja i sl.) prema kojima se vrši ocena stanja [1]. Za razliku od njih, metode električnih ispitivanja preventivne kontrole nisu formalno standardizovane, predstavljeni su i opisane u Studiji [2], nalaze se u Nacrtu Internog standarda EPS IS 09-2 [3], brošurama CIGRÉ [4] i mnogim tehničikim preporukama [5] koje se bave ovom problematikom. Kriterijumske vrednosti većinom nisu precizirane već su date preporučene granične vrednosti pojednih parametara odnosno maksimalna odstupanja na bazi kojih se daje procena stanja. Prepručene granične vrednosti pojedinih parametara određene su na bazi iskustva iz prakse (domaće i inostrane) i statističke analize podataka ispitivanja na terenu.

Navedene merne metode prate ponašanje ET i promene parametara pod uticajem pogonskih naprezanja na bazi kojih se procenjuje stanje aktivnog dela transformatora – prevashodno namotaja i magnetskog kola, ali i električnog izolacionog sistema (EIS). U literaturi je na prilično dobar način definisan EIS elektroenergetskih uređaja: *Izolacija ima sudbinu i značaj nužnog zla, jer ne predstavlja aktivan deo poput bakarnih provodnika ili gvožđa magnetskog jezgra. To je samo pasivni deo, ali , nažalost, neophodan za njegov pouzdan rad*. [6]. Prema tome, EIS i to prevashodno njegova celulozna (papirna) komponenta dominantno određuje životni vek transformatora i stoga je sa gledišta pogonske spremnosti od najvećeg značaja da se pouzdano izmere vrednosti i posebno prati trend pojedinih parametara EIS i na taj način prati i procenjuje preostali životni (radni) vek.

2. METODE ELEKTRIČNIH ISPITIVANJA PREVENTIVNE KONTROLE

U Tabeli 1 dat je spisak električnih ispitivanja podeljen na *standardna ispitivanja* koja se na DisT 110kV/x po preporuci obavljaju redovno na svake 4 godine pogona i *dodatna (specijalistička) ispitivanja* koja se rade po potrebi. Ispitivanja izolacije metodama dielektrične sprektorskopije vrše se ukoliko rezultati klasičnih električnih i hemijskih ispitivanja uzoraka ulja ukažu na sumnju na ovlaženost uljno-papirne izolacije odnosno prisustvo polarnih produkata starenja, dok se merenje dinamičkih otpora primenjuje ukoliko se merenjem statičkih otpora dobiju rezultati i karakteristika promene otpora sa promenom položaja teretne regulacione preklopke (TRP) koja ukazuje na problem sa kontaktima i/ili mehanizmu TRP.

Tabela 1 Spisak i klasifikacija električnih ispitivanja preventivne kontrole DisT [2]

Standardne metode preventivne kontrole DisT	
O1. Ispitivanje EIS namotaja – merenje izolacionih otpora sa određivanjem koeficijenta apsorpcije, merenje faktora dielektričnih gubitaka-tgδ i kapaciteta.	O2. Ispitivanje EIS prolaznih (uvodnih) izolatora (*bushings*) sa pristupačnim mernim priključkom-merenje faktora dielektričnih gubitaka-tgδ i kapaciteta(samo kod transformatora 110kV/x).
O3. Merenje struja magnećenja i gubitaka praznog hoda pri malim naponima – provera stanja magnetgno kola i otkrivanje medjunavojnih kratkih spojeva	O4. Merenje impedanse kratkog spoja odnosno induktivnosti usled rasipanja pri sniženom naponu – klasična metoda praćenje stanja geometrije i pojave deformacije namotaja
O5. Snimanje frekventnih odziva namotaja metodom SFRA – napredna metoda praćenja stanja geometrija i magnetskog kola ET	O6. Merenje statičkog električnog (omskog) otpora namotaja – na namotajima sa TRP u svim njenim položajima
Specijalističke (dodatne) metode preventivne kontrole DisT:	
D1. Ispitivanje EIS metodama dielektrične spektroskopije u vremenskom (PDC/RVM) i/ili frekventnom domenu (FDS)	D2. Merenje dinamičkih otpora u svim položajima TRP – *Dynamic Resistance Measurement*

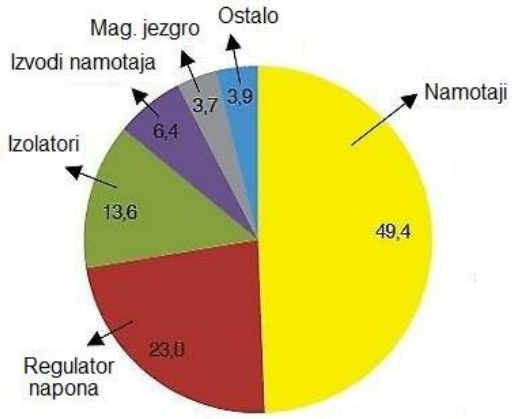
Električna ispitivanja iz tabele 1 se takođe primenjuju i na distributivnim transformatorima 35kV/x (DisT35) koji se nalaz u postrojenjima distributivnih preduzeća u sastavu Elektrodistribucije Srbije (EDS), ali kao su u ovom sistemu bazični transformatori 110kV/x, broj transformatora 35kV/x je znatno veći i nije ekonomskih opavdano niti je tehnički izvodljivo da se svi oni redovno ispituju punim obimom ispitivanja. Razlika u odnosu na transformatore 110kV/x je što kod DisT35 nema prolaznih izolatora sa dostupnim mernim priključkom kao kod ET 110kV/x, koji se ispituju kao zasebna izolaciona celina tako da primena metode O2 kod njih praktično nije

moguća. Takođe, za razliku od ET 110kV/x koji skoro uvek imaju TRP, distributivni transformatori 35kV/x standardno imaju besteretnu reglacionu preklopku (BTRP) na strani višeg napona kojom je isključivo u beznaponskom stanju moguće vršiti promenu prenosnog odnosa i time regulacija napona u nešto manjem opsegu (tipično ±5%).

Dosadašnja praksa u EDS je da se pojedine važne jedinice 35kV/x, one većih snaga (Sn>8MVA) i/ili na posebno značajnim pozicijama za sigurnost napajanja konzuma ispituju redukovanim obimom ispitivanja koji podrazumeva ispitivanja EIS namotaja (metoda O1) odnosno merenja električnog otpora namotaja (metoda O6). Većina distributivnih transformatora 35kV/x u sistemu EDS obuhvaćena je redovnim periodičnim uzorkovanjem ulja i programom hemijskih ispitivanja (GH analiza, ispitivanje fizičkih-hemijskih i električnih (FHE) parametara, merenje sadržaja vode u ulju, merenje sadržaja produkata furana i dr.) koji prati stanje izolacionog ulja, odnosno pokazatelje starenja čvrste (celulozne) izolacije i prema tome vrši procenu njihove pogonske spremnosti. Međutim, u situacijama kada rezultati redovnih ispitivanja uzoraka ulja, posebno metodom GH analize, prema sadržaju i koncentracijama rastvorenuh gasova ukazuju na postojanje defekta bilo električne ili termičke prirode, a posebno prilikom vanrednih događaja kada zaštitni uređaji (Buholc relej ili relejna zaštita trannsformatora) isključe DisT35, neizostavno se vrše kompletna dijagnostička električna ispitivanja (u punom obimu) u cilju defektaže i eventualnog bližeg lociranja mesta kvara.

Dodatna otežavajuća okolnost je ta da su, za razliku od DisT 110kV/x koji su većinom opterećeni uglavnom ne više od 60% naznačene snage, distributivni transformatori 35kV/x koji rade u sistemu EDS prosečno opterećeni sa preko 75% naznačene snage i rade na srazmerno višim radnim temperaturama. Drugim rečima, režim opterećenja tranformatora 35kV/x je znatno oštriji i što sigurno ima uticaja na proces starenja EIS. Pretpostavlja se da je situacija u distributivnoj mreži Crne Gore verovatno slična ako ne i teža po pitanju nivoa opterećenja transformatora 35kV/x.

Slika 1 – Pripema za električno ispitivanje preventivne kontrole distributivnog transformatora 35kV/x



Slika 2 – Statistika tipova kvarova na distributivnim transformatorima 110kV/x

Iskustva iz pogona pokazuju da su statistički ubedljivo najčešći uzroci kvara na DisT35, pored defekata namotaja i izolacionog sistema upravo problemi sa uvećanim električnim otporima namotaja, najčešće na spojevima izvoda namotaja i prolaznih izolatora, odnosno na kontaktima BTRP, slično kao kod DisT 110kV/x koji imaju TRP (Slika 2) [7]. Generalno, svaki regulator, teretni ili besteretni, po konstrukciji predstavlja „slabo“ mesto u transformatoru, jer se sigurnost spoja oslanja na opruge mehanizma i kontakte regulatora. Opruge vremenom gube svoju elastičnost, usled vibracija tokom pogona, kontakti ne ostvaruju idealan dodir i na mestima lošeg spoja dolazi do povećanja prelaznog otpora, pojave grejanja koje dalje kumulativno pogoršava stanje. Kod transformatora 35kV/x pokazalo se da sa gledišta pouzdanosti značajan problem predstavlja i uobičajena praksa da se uopšte ne vrši manipulacije BTRP, makar na sezonskom nivou, tako da mehanizam BTRP vremenom gubi svoje karatkeristike i praktično „zariba“. Zato svaki eventualni pokušaj njegovog pokretanja i/ili manipulacije iz jednog u drugi krajnji položaj, što nalažu preporuke prilikom merenja električnih otpora namotaja, predstavlja ozbiljan rizik da dođe do njegovog, zaglavljivanja ili oštećenja/kvara ili do nepotpunog „kuplovanja“ kontakta koje bi zatim u nastavku pogona predstavljalo mesto na kome može da dođe do pregrevanja pod uticajem struje opterećenja. Vrlo verovatno je takva praksa i u distributivnim preduzećima u Crnoj Gori. Stoga se merenja električnih otpora namotaja u redovnim okolnostima vrše u zatečenom položaju BTRP, a kada se vrše defektažna ispitivanja onda se uz dozvolu i asistenciju rukovaoca iz transformatorkse stanice (TS) vrši manipulacija BTRP i merenja obavljaju u svakom položaju.

Sa dijagnostičke tačke gledišta, posebno prilikom vanrednih ispitivanja nakon reagovanja neke od zaštita, pokazalo se kao vrlo korisno i efikasno merenje struja magnećenja odnosno gubitaka praznog hoda pri malom naponu. Često u takvim situacijama pozitivni rezultati ispitivanja izolacionog sistema (metoda O1) mogu da

navedu na pogrešan zaključak da je sve u redu. Međutim, prenebregava se činjenica da se prilikom ovih ispitivanja ne napreže međunavojna izolacija namotaja, već svaki namotaj za sebe predstavlja merni elektrodu ekvivalentog kondezatora sa kompletnim EIS kao dielektrikom. Praksa u EDS je da se merenje struja magnećenja vrši ispitnim naponom maksimalno do 10kV, što je blizu faznog radnog napona, čime se proverava i stanje međunavojne izolacije i vrlo često upravo ovo ispitivanje je uspešno otkrivalo defekt na izolaciji koji je izazvao međunavojni kratak spoj. Merenje odnosa transformacije, koje se u ovakvim situacijama dodatno sprovodi, vrši se nižim naponima reda ne većim od 100V pa samim tim je i naprezanje medjunavojne izolacije neuporedivo manje i time otkrivanje defekta teže i nesigurnije.

3. PRIMERI IZ PRAKSE ISPITIVANJA DISTRIBUTIVNIH TRANSFORMATORA 35kV/x

3.1 Primer 1: DisT-1, 2500kVA, 35/10,5kV, uk=6,45%, YNd5, proizveden 1957 remont 2011., ONAN [8]

Elektroizolacioni sistem transformatora je kompleksan sistem koji obuhvata mnogo faktora koji mogu da utiču na njegovo stanje i sposobnost da nastavi pogon. U tabeli 1 date su vrednosti parametara EIS koje su dobijene prilikom defektažnog ispitivanja na terenu nakon ispada tranformatora delovanjem Buholz releja. Primer pokazuje kako detaljnom analizom rezultata ispitivanja može da se dođe do razloga za njegovo reagovanje. Izmerene apsolutne vrednosti izolacionih otpora (metoda O1) u merenim spojevima 35:M и 10,5:M su značajno snižene, koje posle temperaturne korekcije na referentnu tempereturu stvrstavaju EIS namotaja u III grupu kvaliteta koja ne garantuje siguran pogon transformatora [3]. Faktor diel. gubitaka (tgδ) (metoda O1) je povišen i svrstava se u II grupu kvaliteta gde se savetuje poštrena kontrola. Treba napomenuti da je praksa pokazala da je merenje izolacionog otpora uz određivanje koeficijenta apsorpcije značajno osetljivija metoda u odnosu na merenje faktora diel.gubitaka-tgδ, posebno na prisustvo vlage i drugih polarnih produkata starenja uljno-papirne izolacije.

Tabela 1 Merenje izolacionog otpora, faktora diel. gubitaka-tgδ i kapaciteta EIS namotaja transformatora

Merni spoj	Izolacioni otpor			Faktor diel.gubitaka i kapaciteta		
	$R_{60"}$ (MΩ)	N (-)	U_{isp} (kV)	tgδ (-)	C (nF)	U_{isp} (kV)
35:10,5	6000	1,62	5	0,35	4,7063	10
35:M	**399**	1,05	5	1,15	1,8562	10
10,5:M	**252**	1,11	5	1,05	4,7940	10

Kao druga ispitna metoda izvršeno je merenje struja magnećenja (I_0) i gubitaka praznog hoda (P_0) pri malom naponu, što predstavlja ogled praznog hoda u terenskim uslovima (metoda O3). Ovo merenje je vrlo indikativno jer pored stanja magnetnog kola, skoro nepogrešivo može da utvrdi postojanje defekta-proboja izolacije između zavojaka nekog od namotaja. U normalnim okolnostima izmerene struje magnećenja bi trebale u zavisnosti od sprege da budu u međusobnim odnosima po sistemu – *dve veće vrednosti jedna manja*, kod namotaja spegnutog u zvezdu (Y) ili *dve manje vrednosti jedna veća*, kod namotaja spregnutog u trougao (D). U konkretnom slučaju u tabeli 2 postoji izrazito odstupanje od očekivanih međufaznih odnosa što može da znači izrazite promene (oštećenje) na magnetnom kolu ili postojanje međunavojnog kratkog spoja usled proboja izolacije na namotaju na srednjem stubu faze "B-N"
Kako se "kvar" aktivira tek pri naponu od 5000V uz struju i snagu gubitaka koje višestruko premašuju očekivane vrednosti koje se imaju u ostala dva merna spoja, znači da postoji oštećenje-proboj međunavojne izolacije ali bez direktnog-metalnog kratak spoja i to je bio glavni razlog za pojavu gasova kvara i aktivaciju Buholc releja. Nepovoljna okolnost bila je činjenica da ovom prilikom nije dostavljen uzorak ulja za GH analizu, što je standardna praksa, tako da nije bilo moguće dobiti potvrdu da se radi o električnom kvaru-proboju izolacije.

Tabela 2 Merenje struja magnećenja i gubitaka praznog hoda pri malim naponima sa strane 35kV

Položaj BTRP	Spoj:	A-N		Spoj:	B-N		Spoj:	C-N	
	U (V)	I_0 (mA)	P_0 (W)	U (V)	I_0 (mA)	P_0 (W)	U (V)	I_0 (mA)	P_0 (W)
2	156	5,85	0,379	159	5,26	0,412	156	5,75	0,455
	897	15,73	8,644	902	14,80	9,718	893	16,35	9,862
	5000	43,81	179,364	4848,0	**272,53**	**1303,19**	5000	47,46	194,59

U sklopu defektažnih ispitivanja izmeren je i električni otpora namotaj (metoda O6) sa rezultatima datim u Tabeli 3. Maksimalna međufazna razlika otpora bila je 3,6%, što jeste preko preporučenog maksimalnog odstupanja, ali to nije mogao da bude uzrok izrazitog lokalnog zagrevanja i stvaranja gasova koji su izazvali aktivaciju Buholc releja.

Tabela 3 Izmerene apsolutne vrednosti i maksimalna relativna međufazna razlika otpora namotaja 35kV

Pozicija BRP	Spoj I (A)	A-N R (mΩ)	B-N R (mΩ)	C-N R (mΩ)	ΔR/R (%)
2	10	2021,6	2066,8	1995,2	**3,59**

3.2 Primer 2: DisT-2, 4MVA, 35/10,5kV, Dyn, proizveden 1967, ONAN [9]

U ovom primeru je prikazan transformator kod koga je uljno-celulozna izolacija došla blizu kraja svoje upotrebljivosti. Prema rezultatima GH analize uzoraka ulja (Tabela 4) utvrđene su visoke koncentracije gasova kvara acetilena, vodonika, etilena i metana. Odnos koncentracija navedenih gasova ukazuje na kvar električne prirode, odnosno pražnjenja male gustine energije tj. pojava luka – ocena C (loše) (šifra D1) [1]. Prema FHE karakteristikama utvrđena je veoma niska dielektrična čvrstoća (probojnost) ulja, kao i znaci značajne ostarelosti ulja pod pogonskim naprezanjima – ocena C (loše) (Tabela 5).

Tabela 4 Rezultati GH analize ulja transformatora DisT-2 tokom godina pogona [1] [10]

Godina	T_{ulja} °C	Pojedinačne koncentracije gasova u ulju, ppm									Sadržaj vode (ppm)	Ocena
		H_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2	O_2	N_2		
2010.	10	32	2	0	8	1	60	568	24388	57287	45	A
2013.	35	5	2	0	4	0	75	1353	18868	55204	52	A
2014.	25	/	/	/	/	/	/	/	/	/	28	A
2017.	40	9	2	0	4	0	100	1552	19912	53982	57	C
2022.	/	**839**	**214**	**1304**	**358**	18	**223**	1245	19782	42956	37	**C (D1)**

Tabela 5 Rezultati ispitivanja FHE karakteristika ulja transformatora DisT-2

Godina	T_{ulja} (˚C)	Probojni napon Up' (kV/cm)	Talog (‰$_m$)	Neutralizacioni broj Nb (mg_{KOH}/g_{ulja})	Površinski napon σ (mN/m)	tgδ (‰)	ρ (GΩm)	Tačka paljenja Tp (˚C)	Ocena
2011.	33	226	/	0,15	20	48,9	4,0	144	B
2014.	25	240	/	/	/	/	/	/	A
2015.	28	284	/	0,17	21	58,4	0,885	/	B
2017.	40	**92**	/	0,16	18	63,4	0,886	145	**C**
2022.	/	**96**	/	0,16	19	66,6	3,1	/	**C**

Prema rezulatima iz tabele 5 još 2017. godine se uočilo pogoršano stanje EIS prema ispitivanju FHE karakteristika. Nakon toga se 2022. godine istim analizama potvrdilo se loše stanje da bi iste te godine došlo do ispada transformatora delovanjem Buholc releja nakon čega su zatražena električna ispitivanja. Električna ispitivanja su potvrdila loše stanje izolacije – vrlo niske vrednosti izolacionih otpora i vrlo visoke vrednosti faktora diel. gubitaka-tgδ (Tabela 6), posebno u mernoj sprezi 35:10,5 koja dominantno opisuje stanje čvrste (celulozne) izolacije. Preporučeno je slanje transformatora u remontnu radionicu, radi otvaranja i detaljnog pregleda aktivnog dela sa ciljem otkrivanja uzroka generisanja gasova koji su izazvali reagovanje Buholc releja.

Tabela 6 Merenje izolacionih otpora, faktora diel. gubitaka tgδ i kapaciteta EIS namotaja transformatora

Merni spoj	Izolacioni otpor			Faktor diel.gubitaka i kapaciteta		
	$R_{60"}$ (MΩ)	N (-)	U_{isp} (kVdc)	tgδ (%)	C (nF)	U_{isp} (kVac)
35:10,5	**60,7**	0,98	5	**12,17**	4,9518	10
35:M	**201**	1,00	5	**6,20**	2,2752	10
10,5:M	**98,8**	1,01	5	**8,36**	5,2230	10

3.3 Primer 3: DisT-3, 12,5kVA, 35/21kV, uk=6,69%, Dyn5, proizveden 2015., ONAN [11]

Transformator iz primera 3 je izbačen iz pogona takođe delovanjem Buholc releja. Prema rezultatima GH analize uzorka ulja dostavljenog nakon ispada utvrđene su visoke koncentracije svih ugljovodoničnih gasova, a posebno je visoka koncentracija acetilena (C_2H_2) koji je karakterističan za električno pražnjenje visoke energije sa pojavom luka, pri kome se razvijaju temperature preko 1000°C (Tabela 7)

Tabela 7 Rezultati GH analize ulja transformatora DisT-3 [1] [12]

godina	T_{ulja}	Pojedinačne koncentracije gasova u ulju, ppm									Ocena
	°C	H_2	CH_4	**C_2H_2**	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2	O_2	N_2	
2022.	/	430	438	**192**	2386	523	530	3944	24707	64543	C

Usledila su vanredna električna ispitivanja sa ciljem pokušaja defektaže predmetnog transformatora. Prvo su urađena ispitivanja karakteristika EIS namotaja transformatora (Tabela 8). Izvršeno je merenje otpora izolacije i na prvi pogled, što nije redak slučaj, rezulati nisu ukazivali na problem u izolacionom sistemu – poređenja radi date su i vrednosti parametara EIS izmerene prilikom redovnog ispitivanja u 2022. godini. Izmerene vrednosti otpora izolacije u sve tri sprege su bile visoke i nisu izrazito odstupale od prethodno izmerenih.

Tabela 8 Merenje izolacionih otpora, faktora diel. gubitaka tgδ i kapaciteta EIS namotaja transformatora

Merna	2022. 47°C			2023. 31°C
sprega	$R_{60"}$ (MΩ)	tgδ (%)	C (nF)	$R_{60"}$ (MΩ)
35:21	17070	0,44	6,2354	9530
35:M	23900	0,21	1,5956	12100
21:M	11590	0,67	5,6389	6680

Sledeće ispitivanje bilo je merenje struje magnećenja i gubitaka praznog hoda pri malom naponu (Tabela 9). Na bazi rezultata ovog ispitivanja odmah je sa velikom verovatnoćom pretpostavljeno da je došlo do proboja međunavojne izolacije nekog od namotaja na stubu A.

Tabela 9 Merenje struja magnećenja i gubitaka praznog hoda pri malim naponima sa strane 35kV

Merna sprega	A-BC		B-CA		C-AB	
Godina	I_o (mA)	P_o (W)	I_o (mA)	P_o (W)	I_o (mA)	P_o (W)
2022.	18,10	2,245	12,36	1,552	11,94	1,537
2023.	**1618,0**	**117,7**	**1613,0**	**117,5**	12,33	1,549

Struje magnećenja u mernim spregama A-BC i B-CA u kojima je u aktivan namotaj na stubu faze A su reda 100 puta veće od normalnih vrednosti koje su izmerene prilikom redovnog ispitivanja u 2022. (rezultati dati u prvom redu tabele 9).

Konačna potvrda pretpostavke da je došlo do proboja međunavojne izolacije namotaja 35kV na stubu faze A dobijena je nakom merenja električnih otpora namotaja u zatečenom položaju 3 BTRP. U tabeli 10 dati su rezultati merenja električnih otpora namotaja 35 kV u zatečenom položaju 3 BTRP, odnosno namotaja 21 kV, kao i rezultati merenja iz 2022. godine prilikom redovnog periodičnog ispitivanja.

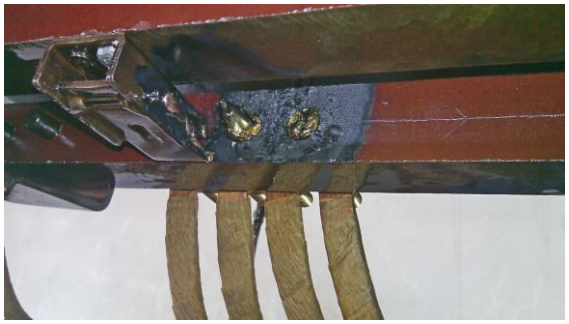
Tabela 10 Izmerene apsolutne vrednosti i maksimalne relativne međufazne razlike otpora namotaja 35 i 21kV

Namotaj	godina.	I_{DC} (A)	BTRP	R_{A-B} (mΩ)	R_{B-C} (mΩ)	R_{C-A} (mΩ)	δR (%)
35kV	2022.	10A	2	481,0	469.7	489,3	4,15
	2023.	10A	3	**1161,5**	581,8	580,75	**≈200,0**
Namotaj	godina.	I_{DC} (A)	BTRP	R_{a-n} (mΩ)	R_{b-n} (mΩ)	R_{c-n} (mΩ)	δR_{abc}
21kV	2022.	10A	-	63,080	¸62,690	63,090	0,64%
	2023.	10A	-	62,565	62,265	62,770	0,81%

Vidi se da je električni otpor namotaja u mernoj sprezi A-B namotaja 35kV stuba faze A dvostruko veći od otpora namotaja na preostala dva stuba B i C što govori u prilog da je verovatno došlo i do prekida između dva polunamotaja koji su u paralelnoj sprezi. Transformator svakako nije bio za dalji pogon i preproučen je transport u servisnu radionicu na pregled i sanaciju. Nakon otvaranja i pregleda potvrđeni su nalazi električnih ispitivanja i pretpostavka mesta kvara što može da se vidi na priloženoj slici br. 3.

Slika 3 – Nalaz prilikom otvaranja i pregleda transformatora DisT-3 u servisnoj radionici

a)



b)

Slika 4a i 4b – Nalaz prilikom otvaranja transformatora DisT-4 – pregoreli kontakti BTRP

3.4 Primer 4: DisT-4, 2,5kVA, 35/10,5kV, uk=5,7%, Dd0, ONAN – kvar na BTRP [13]

Ispitivanje transformatora DisT-4 izvršeno je posle ispada iz pogona usled delovanja Buholc releja. Rezultati GH analize utvrdili su postojanje električnog kvara – električno pražnjenje male gustine energije – ocena C (loše) (šifra D1) [1] sa preporukom da je dalja ekspoatacija u viskom pogonskom riziku (Tabela 11) [14]. Sprovedena su preporučena električna ispitivanja - ispitivanje EIS namotaja (metoda O1), merenje struja magnećenja i gubitaka praznog hoda (metoda O3), kao i merenje električnog otpora namotaja u zatečenom položaju 2 BTRP (metoda O6). Rezultati ispitivanja EIS namotaja dati su u tabeli 12 i bili su svi zadovoljavajući sa relativno visokim vrednostima izolacionih otpora i niskim vrednostima faktora diel. gubitaka-tgδ za dati tip transformatora.

Tabela 11 Rezultati GH analize ulja transformatora DisT-4

godina	T_{ulja}	Pojedinačne koncentracije gasova u ulju, ppm									Ocena
	°C	H_2	CH_4	**C_2H_2**	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2	O_2	N_2	
Ulje iz Buholc releja	20	**2572**	**1070**	**7753**	**2637**	150	187	1947	26304	56267	C (D1)
Ulje – donji nivo	20	**1924**	**353**	**1370**	**528**	31	132	2094	26892	58582	C (D1)

Tabela 12 Merenje izolacionih otpora, faktora diel. gubitaka tgδ i kapaciteta EIS namotaja transformatora

Merni spoj	Izolacioni otpor			Faktor diel.gubitaka i kapaciteta		
	$R_{60"}$ (MΩ)	N (-)	U_{isp} (kVdc)	tgδ (%)	C (nF)	U_{isp} (kVac)
10:6,3	13400	1,62	5	0,37	4,6727	10
10:M	34300	1,56	5	0,37	1,4054	10
6,3:M	13400	1,62	5	0,62	4,2052	10

Vrednosti struja magnećenja i gubitaka praznog hoda pri malom naponu (Tabela 13) su takođe imale očekivane vrednosti ali njihov odnos nije sasvim pravilan – kod namotaja u sprezi trougla na ispravnom transformatoru struja krajnje faze (u ovo slučaju spoj A-BC – između faze A i faze B i C kratko spojene) treba da bude veća u odnosu na ostale dve u spojevima B-CA i C-AB, koje treba da budu bliske po vrednostima, što u konkretnom

slučaju nije bilo ispunjeno, već su sve tri struje bile približno iste vrednosti, što može da navede na sumnju na defekt u magnetnom kolu.

Tabela 13 Merenje struja magnećenja i gubitaka praznog hoda pri malim naponima sa strane 35kV

Merna sprega	A-BC			B-CA			C-AB		
BTRP	U (V)	I_o (mA)	P_o (W)	U (V)	I_o (mA)	P_o (W)	U (V)	I_o (mA)	P_o (W)
2	220,0	43,40	4,87	220,0	42,82	4,90	220,0	43,44	2,89

Međutim, u ovom slučaju ispitni napon je bio svega 220V i moguće je da se pri tako niskom naponu kada su struje magnećenja izrazito male, a karakteristika magnećena na samom početku, ne dobiju odgovarajuće razlike. Ipak, vrlo bitan zaključak iz ovog ispitivanja bio je da nema međunavojnih kratkih spojeva u namotajima transformatora. Konačno, merenjem električnih otpora namotaja na strani 10kV u zatečenom srednjem položaju 2 BTRP u mernom spoju A-B su dobijene dvostruko veće vrednosti u odnosu na ostala dva spoja B-C i C-A. To znači da postoji prekid namotaja srednje faze verovatno usled oštećenja kontakta na BTRP (Tabela 14).

Tabela 14 Izmerene apsolutne vrednosti i maksimalne relativne međufazne razlike otpora namotaja 10kV

Pozicija	Spoj	A-B	B-C	C-A	ΔR/R
BRP	I (A)	R (mΩ)	R (mΩ)	R (mΩ)	(%)
2	10	**1025,9**	519,35	528,10	**97,53**

Po otvaranju transformatora u remontnoj radionici otkriven je kvar BTRP - pregoreli kontakti sa tragovima topljenja metala (Slika 4a i 4b). Prikazani primer ilustruje jedan od najčešćih kvarova kod distributivnih transformatora 35kV/x i 10kV/x sa BTRP, koji se osnovnim setom električnih merenja može registrovati već u začetku, i pre reagovanja zaštite i ispada transformatora iz pogona. Naime, povećano grejanje na kontaktima regulacione preklopke jasno se registruje preko značajne razlike u vrednostima otpora namotaja između faza i može se pravovremeno sanirati.

4. ZAKLJUČAK

Metoda preventivne kontole energetskih transformatora se primenjuje dugi niz godina na distributivnim transformatorima u sistemu Elektrodistribucije Srbije (EDS). S obzirom na kompleksnost konstrukcije i prisustvo uljno-papirne izolacije obavezno podrazumeva multidisciplinarnim pristupom, saradnjom elektro-inženjera i hemičara-tehnologa pokazala je veoma dobre rezultate u praćenju pogonskog stanja, proceni ponašanja u nastavku pogonu, čime se prvenstveno sprečavaju nenadani ispadi i gubitak napajanja (sa svim svojim propratnim ekstra-troškovima), dobija pouzdan alat u planiranju održavanja i racionalizaciji troškova. Pored praćenja stanja, električna ispitivanja iz domena preventivne kontrole se primenjuju u sklopu defektažnih ispitivanja kada se rezultatima hemijskih ispitivanja izolacionog ulja utvrdi defektno stanje ili ukoliko je predmetni transformator isključen iz pogona delovanjem neke od relejnih zaštita. U radu su opisani samo slučajevi kod kojih je električnim ispitivanjima pouzdano utvrđen tip i lokacija kvara. Glavna korist je upravo u praćenju trenda parametara kako EIS tako namotaja (geometrije i električnih otpora) odnosno magnetnog kola čime može na vreme da upozori korisnik da može da dođe do kvara u narednom periodu.

LITERATURA

[1] IEC60599-2015 Ed.3 Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis, 82 pages
[2] Grupa autora, 2010, JP EPS/ETI Nikola Tesla, Studija „Savremene metode i uređaji za ispitivanje, monitoring i dijagnostiku stanja energetskih i mernih transformatora“, 420 strana,
[3] Grupa autora, 2014, ЈП ЕПС/ETI Nikola Tesla, „Interni standard EPS IS 09-02 – Ispitivanje i kontrola energetskih transformatora u pogonu“, 146 strana
[4] Grupa autora, 2011, CIGRÉ, Technical Brochure TB445 „Guide for Transformer Maintenance“, 124 pages
[5] ABB, 2012, Transformer Service Handbook 3rd Edition, Zurich,
[6] H. Meyer, Die Isolierung großer elektrischer Maschinen, Springer Verlag Berlin/Göttingen/Heidelberg, 1962, Germany, 232 page
[7] D. Hermann and G. Autor, Short-Circuit Withstand Capability of Power Transformers, 2015 (PhD), 174 pages
[8] Izveštaj o ispitivanju transformatora br. 421420-L, ETI Nikola Tesla
[9] Izveštaj o ispitivanju transformatora br. 422578-L, ETI Nikola Tesla

[10] Izveštaj o ispitivanju uzorka transformatorskog ulja br. 422345-L, hemijske laboratorije ETI Nikola Tesla
[11] Izveštaj o ispitivanju transformatora br. 423346-L, ETI Nikola Tesla
[12] Izveštaj o ispitivanju uzorka transformatorskog ulja br. 422439-L hemijske laboratorije ETI Nikola Tesla
[13] Izveštaj o ispitivanju transformatora ETI Nikola Tesla br. 415117-L
[14] Preliminarni rezultati ispitivanja uzorka ulja transformatora hemijske laboratorije ETI Nikola Tesla od 28.4.2015

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R1-11

PROCENA STANJA IZOLACIJE SN KABLOVA U DUGOGODIŠNJOJ EKSPLOATACIJI

THE INSULATION CONDITION ASSESMENT OF THE OLD MV CABLES IN EXPLOITATION FOR MANY YEARS

Ninoslav SIMIĆ, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički institut Nikola Tesla AD Beograd, Srbija
Ivana RAIČEVIĆ, Institut Sigurnost Podgorica, Crna Gora

KRATAK SADRŽAJ

Za pouzdano napajanje distributivnih i industrijskih objekata neophodno je pravovremeno planirati isključenja pojedinih potrošača u cilju sanacije oštećenja izolacije kablova ili njihove zamene. Pristup da se kablovi održavaju samo po nastanku havarijskog događaja se danas ne praktikuje, jer su troškovi ispada proizvodnog procesa u industriji veliki. Stoga je bolji pristup procena stanja izolacije srednjenponskih (SN) kablova primenom ispitnog napona veoma male frekvencije (VLF) uz monitoring faktora gubitaka (tg δ). Na ovaj način se može steći uvid koliko je slabljenje dielektričnih osobina izolacije u odnosu na novu izolaciju, te se može se proceniti pouzdanost kablova u roku od tri do pet godina. U ovom radu su na primerima prikazani rezultati i tumačenje rezultata ispitivanja faktora gubitaka pri određenim ispitnim naponima, sa ciljem da se kablovi klasifikuju u tri grupe stanja izolacije: crvena, žuta i zelena grupa, koje ukazuju na degradiranost izolacije. Dodatno, data su tumačenja otpora izolacije i kapaciteta, koji su promenljivi sa dužinom kablova. Cilj rada je da se promoviše ispitivanje izolacije nižim ispitnim naponima 1,5-2 Uo, gde je Uo fazni napon mreže, uz monitoring električnih parametara, umesto samo primene višeg ispitnog VLF napona vrednosti 3 Uo čiji rezultat pokazuje da li je izolacija zadovoljavajuća ili ne.

Ključne reči: kabl, izolacija, tangens ugla gubitaka- tangens delta, VLF – Veoma mala frekvencija

ABSTRACT

For a reliable power supply of distribution and industrial facilities, the timely planning of switching off consumers is necessary in order to repair the insulation of cables or to replace the old cables with new. Approach that the cables are maintained only upon the malfunction occurrence is not practiced nowdays, as the costs of stopping a production process in the industry are large. Therefore, the better approach is the assessment of the MV cable's insulation condition by applying the test Very Low Frequency (VLF) voltage with the monitoring of loss factors. This way, insight can be gained of the weakening of the dielectric characteristics of insulation compared to new insulation, and the reliability of cables within three to five years can be assessed. In this paper, the testing results of loss factor and interpretation of the results are given, with the aim of classifying the cables into three groups of insulation conditions: red, yellow and green group, which indicate insulation degradation. Additionally, interpretations of the resistance and capacity of insulation are added, which depend on the length of the cables. The aim of the paper is to promote the insulation testing with lower test voltages 1.5-2 Uo, Uo – phase network voltage, with the monitoring of electrical parameters, instead of applying the higher test VLF voltage with the value of 3 Uo whose result is interpreted as satisfactory or not.

Key words: cable, insulation, tan delta, VLF – Very Low Frequency

Mr Ninoslav SIMIĆ, Institut Nikola Tesla, Koste Glavinića 8a, 11000 Beograd, email: ninoslav.simic@ieent.org

1. UVOD

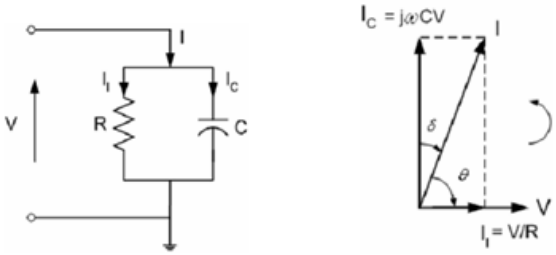
Niz kompleksnih ispitivanja koji je obavljen na kablovskim vodovima omogućava da se stekne potpuni uvid u trenutno stanje izolacije na kablovima. U ovom radu, razmatrane su vrednosti faktora gubitaka i standardne devijacije na ispitnom naponu Uo , a po potrebi i razlike faktora gubitaka pri naponima 1,5 Uo i 0,5 Uo, dobijene naizmeničnim naponom veoma male (niske) frekvencije (VLF). U većini slučajeva, rezultati ovih ispitivanja su jasni i nedvosmisleni, a u slučajevima kada rezultati mogu biti dvoznačni, u praksi se upoređuju istog tipa, na trasama istih, bilo da se radi o više paralelnih kablova koji kreću iz iste ćelije, ili se porede kablovi između dve iste lokacije, na sličnim dužinama. U ovom radu se daje i "klasa degradacije izolacije" ispitivanog kabla. Ona može biti označena brojevima 1, 2 ili 3. Izraz „klasa degradacije izolacije" označava zapravo stepen starosti, odnosno potrošenosti izolacije kablova. Ovaj izraz treba razlikovati od izraza „klasa izolacije" koji se odnosi na temeraturnu granicu u kojoj izolacija radi. Takođe, izraz "klasa degradicije izolacije" ne potiče iz standarda, već se koristi u materijalima za obuku ispitivača u ovoj oblasti, i slobodno je preveden od strane autora iz originalnog engleskog naziva „condition assessment of insulations". Dakle, za procenu stanja izolacije kablova definisaćemo tri klase degradacije izolacije:

- Klasa 1 označava veoma staru izolaciju, koja zahteva održavanje i zamenu.
- Klasa 2 podrazumeva normalno ostarelu izolaciju bez potrebne akcije održavanja u trenutku ispitivanja (podrazumeva se redovno praćenje stanja), ali će u sledećih nekoliko godina eksploatacije ova izolacija biti na nivou klase 1.
- Klasa 3 podrazumeva novu ili veoma malo degradiranu izolaciju, gde se očekuje da će kabl u normalnim pogonskim uslovima raditi dugi niz godina.

Napomena: σ je standardna devijacija, odstupanje merene veličine pri istom ispitnom naponu (promena ugla gubitaka).

Ovakva razmatranja i definicije stanja izolacije se oslanjaju na iskustva svetski poznatih proizvođača ispitne opreme i velikog broja podataka koji su prikupljeni merenjima na terenu. Tabele procene stanja izolacije se razlikuju po visini ispitnog napona i navedenim vrednostima merenih veličina za Evropu i SAD, a i za Australiju i Novi Zeland u odnosu na Evropu, što je opet vezano za standarde koji se primenjuju u određenim zemljama. Ipak, zajedničko im je da se uzimaju vrednosti razlike faktora gubitaka (tangensa δ) pri određenim ispitnim naponima, da postoje navedene preporučene vrednosti, da se vreme ispitivanja podešava ne prema odabiru u sekundama ili minutama, već se sagledava broj tačaka u kojima se analiziraju vrednosti tangensa δ i σ standardne devijacije tangensa δ. Ovo je stoga što različiti ispitni uređaji imaju različite snage, kablovi su različitih dužina i treba im različito vreme da postignu tražene ispitne napone, stoga uobičajeno definisanje vremena trajanja ispitivanja gubi smisao. S naše strane, dosadašnje iskustvo pokazuje da je sedam tačaka, odnosno sedam ispitivanja za isti ispitni napon dovoljno za sve detaljne analize, a da se sa tri ispitne tačke za jedan ispitni napon može steći dobar prvi uvid u stanje izolacije kablova.

Vrednost tangensa δ se može koristiti za određivanje klase degradacije izolacije jer ova vrednost raste tokom godina eksploatacije kabla. Pri modelovanju kabla obično se koristi paralelna ekvivalentna šema. Nakon priključenja ispitnog napona kroz izolaciju kabla protiče struja struja, koja je vektorski zbir kapacitivne i rezistivne komponente.



Slika 1. Ekvivalentna šema i fazorski dijagram tangensa ugla gubitaka u izolaciji kabla

Ukratko tangens δ se meri pri određenom naponu i frekvenciji, njegova vrednost se dobija prema formuli:

$$\tan(\delta) = \frac{I_R}{I_C} = \frac{V/R}{V/(1/\omega C)} = \frac{1}{\omega RC}$$

gde su:
I_R – rezistivna struja
I_C – kapacitivna struja
V – ispitni napon
R – otpor izolacije kabla pri naizmeničnom sinusnom naponu

C – kapacitet ispitivane kablovske žile prema zemlji
$\omega = 2\Pi f$ je frekvencija ispitnog napona

Napomenućemo još, da ne postoje jedinstvene tabele, u kojima bi na osnovu određene dužine ili preseka provodnika kabla bile date vrednosti izmerenih veličina koje bi olakšale tumačenje dobijenih rezultata, već se ova ispitivanja rade na osnovu prethodno prikupljenih iskustava. Konkretno, samo je u bivšoj SFRJ upotrebljavan kabl tip PP41 u mreži 10kV i za ovaj kabl ne postoji niti jedan inostrani podatak o vrednostima tangensa δ, već se oni dobijaju isključivo brojnim ispitivanjima i vođenjem sopstvene baze podataka. Za neke druge tipove izolacije, pogotovo za novije kablove sa izolacijom od umreženog polietilena (XLPE) postoje brojna inostrana ispitivanja predočena kroz obuke proizvođača ispitne opreme i shodno tome postoje i određene očekivane vrednosti (npr. za klasu 1, nov XLPE kabl, VLF ispitni napon 0,1Hz, očekivana vrednost tangens $\delta = 1 \times 10^{-3}$, σ=0.00). Ali, ni u ovom slučaju se recimo ne raspolaže podacima o dužinama kablova, a trenutno važeći standardi u zemljama regiona ne obrađuju temu ispitivanjima sniženim naponom. Konkretno, u dokumentu [1] se samo u napomeni spominje da je moguće obaviti i monitoring tangens δ, ali je glavno ispitivanje visokim ispitnim naponom.

2. PRIMERI REZULTATA ISPITIVANJA IZOLACIJE PROVODNIKA KABLOVA 6/10 kV

Ispitivanje faktora gubitaka u izolaciji provodnika obavlja se naizmeničnim sinusnim naponom, uobičajeno pri niskoj frekvenciji 0,1Hz, a vrlo retko pri frekvenciji 50Hz ili frekvenciji bliskoj ovoj vrednosti. Ispitni VLF napon se bira iz dva razloga: snaga ispitne opreme i izvora napajanja je srazmerno manja i vrednost tangens δ je veća za veoma malu frekvenciju, pa je lakše primetiti oštećenje izolacije. Dodatno, za razliku od dugo korišćene metode ispitivanja većim ispitnim naponom (VLF napon amplitude 3Uo prema [1], gde je Uo, fazni napon na kome kabl radi) gde se rezultat izražavao kao opis - u izolaciji (ni)je zabeležen preskok ili proboj, prilikom monitoringa tangensa δ primenjuje se niži ispitni napon. Pri upotrebi ispitnog VLF sinusnog napona [2] efektivne vrednosti 1,5Uo izolacija se praktično i ne napreže, jer su kod izolovanih mreža tokom zemljospoja zdrave faze i na većem naponu. Za bolje sagledavanje ove razlike posmatrajmo primer sledećih brojnih vrednosti: Ako je kabl na faznom naponu 6 kV, to znači da bi prema standardu IEC 60502 trebalo obaviti ispitivanje pravougaonim VLF naponom 18kV, recimo 30 minuta. S druge strane ako koristimo ispitivanje tangens δ dovoljan je sinusni napon efektivne vrednosti 9 kV (U_{max}= 9kV x 1,41), za koji bi iskusni ispitivač podesio broj ispitnih tačaka koji odgovara vremenu od oko 15 minuta. Stoga je upotreba druge metode praktično bez posledica po izolaciju kablova, što je izuzetna prednost za kablove sa degradiranom izolacijom.

2.1. Kabl oznake PHP 81, 3x95mm^2

U tabelama koje slede dati su primeri iz prakse. Kabl PHP 81 je trožilni sa PVC izolacijom provodnika, PVC izolacijom plašta i duplo namotan zaštitnom metalnom trakom koja ga štiti od fizičkih oštećenja. Najpre su u tabeli 1 dati rezultati merenja koji odgovaraju dužini kabla od oko 170 m, i primetno je da u jednoj fazi vrednosti merenih veličina značajno povećane.

Tabela 1. Rezultati ispitivanja tgδ izolacije provodnika kabla (deonice 1 i 2 zajedno), tip PHP 81, 3x95mm^2

Faza	Vrednost ispitnog napona	Riz (MΩ)	C (nF)	tg δ x10^{-3}	σ x10^{-3}
desna	3,1 kV	8,38	647	**274,9**	**13,90**
	6,3 kV	8,32	647	**181,6**	**42,37**
	9,4 kV	8,07	647	**124,8**	**18,39**
srednja	3,1 kV	28,8	647	85,3	0,15
	6,3 kV	28,8	647	87,0	0,09
	9,4 kV	28,7	647	89,6	0,20
leva	3,1 kV	30,1	641	83,0	0,12
	6,3 kV	30,1	641	85,7	0,07
	9,4 kV	30,1	641	89,6	0,12

Sa obzirom da je primećen problem u izolaciji desne faze, a postojala je mogućnost sekcionisanja kablova duž trase,onda su posebno ispitane obe deonice i ustanovljeno je da je izolaciji oslabljena na prvoj deonici dužine oko 120 metara, dok na drugoj deonici nema slabih mesta u izolaciji.

Tabela 2. Rezultati ispitivanja tg δ izolacije provodnika kabla na deonici 1, tip PHP 81, 3x95mm^2

Faza	Vrednost ispitnog napona	Riz (MΩ)	C (nF)	tg δ x10^{-3}	σ x10^{-3}
desna	3,1 kV	11,7	457	295,1	17,80
	6,3 kV	11,7	457	196,4	35,42
	9,4 kV	11,7	457	119,6	17,10

Tabela 3. Rezultati ispitivanja tg δ izolacije provodnika kabla na deonici 2, tip PHP 81, 3x95mm^2

Faza	Vrednost ispitnog napona	Riz (MΩ)	C (nF)	tg δ x10^{-3}	σ x10^{-3}
desna	3,1 kV	>100	187	81,1	0,08
	6,3 kV	>100	187	82,4	0,11
	9,4 kV	>100	187	83,9	0,10

Ovim je ispitivanje završeno, ali ostaje važan deo procene preostalog vremena pre ispada i procene preostalog radnog veka kabla. Obe procene praktično predlaže ispitivač na osnovu iskustva za dati tip kabla. Ovde se vidi koliko je važno da za ovakve procene postoji obučeno stručno osoblje koje redovno pohađa kvalitetne obuke, učestvuje u radu stručnih komisija i provodi dosta vremena na terenu, jer se jedino tako može podići nivo znanja neophodan za donošenje ovih odluka. U konkretnom slučaju autori procenjuju da očekivano vreme pre ispada iz pogona neće biti manje od 6 meseci, ali je i verovatno da će kabl raditi i 3 godine ukoliko ne bude drugih kvarova u izolovanoj mreži. Zbog toga je dobro ponoviti ispitivanje nakon nekog perioda i time potvrditi prvobitnuprocenu. Što se zdravih faza tiče, rezultati ispitivanja pokazuju da je kabl sigurno prošao polovinu svog radnog veka, ali je i za očekivati da nakon sanacije kvara na izolaciji jedne faze,bude u pogonu bar još 10 godina. Ako se rečeno primeni na gore definisane klase degradacije izolacije, kabl na deonici 2 (tabela 3) pripada klasi 2, dok kabl na deonici 1 (tabela 2) trenutno pripada klasi degradacije izolacije 1.

2.2. Kabl oznake PP 41, 3x95mm^2, kratka deonica od ćelije razvoda do transformatora T1 35/10kV

Ograničenja ispitivanjem vrednosti tangens δ se javljaju kod izuzetno kratkih deonica, jer je kapacitet žile u tom slučaju jako mali pa je sama vrednost tangensa izuzetno velika i time izlazi iz okvira nekih očekivanih odnosno preporučenih vrednosti. Primeri su dati u tabelama 4 i 5.

Tabela 4. Rezultati ispitivanja tg δ izolacije provodnika kabla T1, tip PP 41, 3x95mm^2

Faza	Vrednost ispitnog napona	Riz(MΩ)	C (nF)	tg δ x10^{-3}	σ x10^{-3}
desna	3,1 kV	>100	7	650,2	14,0
srednja	3,1 kV	>100	8	138,2	17,2
leva	3,1 kV	89,4	7	2218	15,2

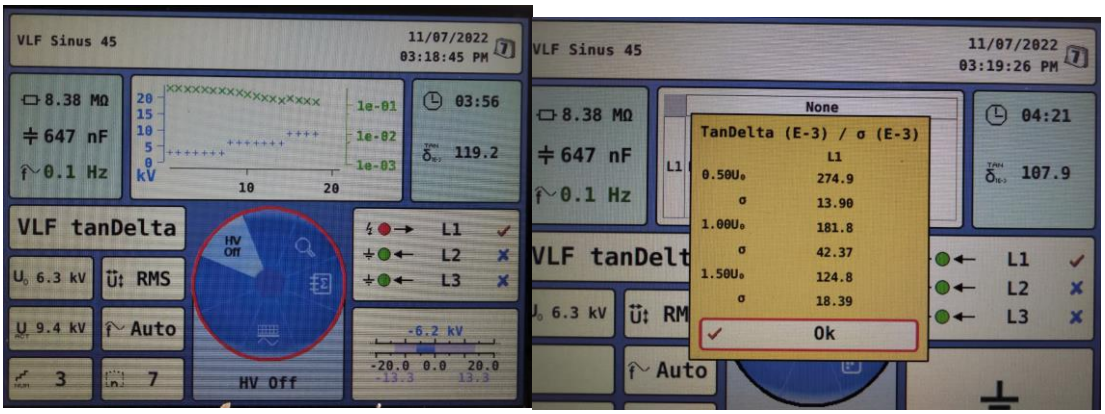
Ispitivani kabl u tabeli 4 za napajanje razvoda 10 kV je izdržao naponsko ispitivanje naponom 0,5 Uo. Zbog veoma velikih vrednosti tg δ, ispitivač može doneti odluku bez daljeg podizanja ispitnog napona (stoga je tabela 4 s namerom ostavljena prazna). Klasa degradacije izolacije ovog kabla je 1 i preporučena je zamena kabla u što kraćem periodu.

Postoje i manja oštećenja u izolaciji kratkih deonica, kada se na osnovu tangensa ne može sa sigurnošću reći da li jeproblem u kablu, ali se tada za procenu stanja izolacije može koristiti izmerena vrednost otpora izolacije Riz pri primeni naizmeničnog VLF napona (tabela 5).

Tabela 5. Rezultati ispitivanja tg δ izolacije provodnika kabla T2, tip PP 41, 3x95mm^2

Faza	Vrednost ispitnog napona	Riz(MΩ)	C (nF)	tgδx10^{-3}	σ x10^{-3}
desna	3,1 kV	>100	6	700	12,1
srednja	3,1 kV	>100	6	644	11,6
leva	3,1 kV	71,1	6	800	18,2

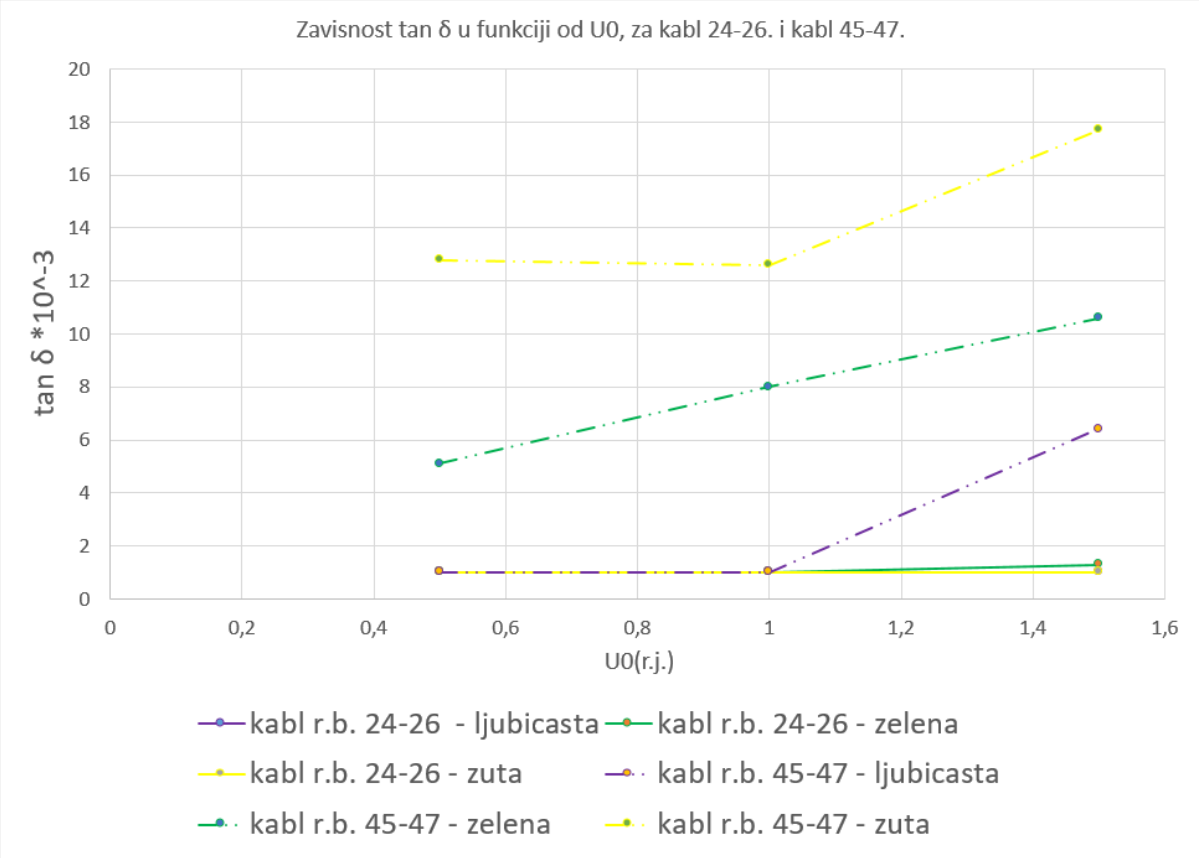
Pošto je deonica duga svega 10 metara, jasno je da ukupni otpor izolacije na toj dužini ne može biti manji od 100 MΩ, te se i ova izolacija deklariše kao klasa 1, a zbog toga što se radi o kablu transformatora i ovaj kabl je preporučen za zamenu.



Slika 2. Izgled displeja ispitnog uređaja (levo ispitivanje u toku, desno kraj ispitivanja–bold vrednosti u tabeli 1)

2.3. Kabl oznake XHP 48, 3x120mm^2, deonica 1100 m, T1 35/x kV

Za različite tipove izolacije kablova (impregnisani papir, PVC, XLPE) važe različite očekivane vrednosti tangens δ. Ipak, sama metoda ispitivanja i analiza dobijenih rezultata se isključivo oslanjaju na poznavanje tipa kabla i karakteristika izolacije, kao i na iskustvena merenja. Autori su primetili da ukoliko tabelarni prikaz rezulatata ne daje jasnu procenu stanja izolacije, može se jednostavnim grafičkim prikazom uvideti tendencija karakteristike izolacije sa povećanjem ispitnog napona, se te i ovaj način ponekad primenjuje. Karakteristični primeri iz prakse, su dati na slici 3, gde su prikazana dva kabla - XHP 48 (trožilni kabl 3x120mm^2, izolacija provodnika umreženi polietilen, izolacija plašta PVC, dobra vrednost tangens δ do 0,002, toleriše se do 0,004).
Faze kabla pod oznakom 45-47 su prikazane punom linijom i vidi se da je nagib tri prave identičan i da je izolacija u dobrom stanju (klasa 2, sa preostalim vekom od bar 15 godina, kabl je retko bio u pogonu i služi kao rezerva kablu 24-26). Za kabl pod oznakom 24-26, isti tip izolacije, ista godina proizvodnje, sve tri faze imaju različite krive. Na osnovu zelene faze vidi se da je izolacija degradirana i da nagib krive ukazuje da je ovaj kabl uvek bio u pogonu. Istovremeno žuta i ljubičasta faza pokazuju da kriva tangens δ naglo menja pravac sa povećanjem napona i za očekivati je da sa još većim naponom imamo još veći nagib krive. Stoga je ova izolacija deklarisana na samom prelazu između klasa 1 i 2, sa obzirom da je mreža 35 kV i uzemljena preko otpornika. Treba imati na umu da npr. ako se dogodi kvar na zelenoj fazi negde u pogonu, a ako bi mreža bila izolovana, postojala bi šansa da se na žutoj fazi kabla 24-26 ostvare uslovi za dvostruki kvar. Stoga, donošenje odluka o stanju izolacije mora obuhvatiti i poznavanje namene potrošača koje kabl napaja, dešavanja u samoj mreži, kao i načina uzemljenja mreže.



Slika 3. Primer analize stanja izolacije grafičkim prikazom
(tangens δ u funkciji ispitnog napona, Uo –fazni napon)

3. ZAKLJUČAK

Kablovske trase danas zamenjuju dalekovodne trase u svim gradskim sredinama. Izolacije kablova se menjaju i tehnološki napreduju. Stoga odabir metode ispitivanja izolacije kablova na terenu zavisi od više faktora. Najznačajniji su zahtevi naručioca, u elektroprivredama u regionu još uvek često definisani prema [3], u kome nije razmatrana metoda ispitivanja vrednosti tangensa ugla gubitaka (tangens δ). Treba imati na umu da poslednja verzija ovog dokumenta datira iz 2012. godine i da su se u međuvremenu razvile druge značajne i primenjene metode [4]. Ukoliko je na terenu moguće obezbediti izvore odgovarajućih snaga za neke tipove starih kablova koje je samo region SFRJ proizvodio [5], ili su u pitanju relativno lako ostvarivi ispitni visoki jednosmerni naponi za kablove sa IP izolacijom [6], tada se mogu i dalje primenjivati stari standardi za te kablove. Ipak, danas kada se prave brojni obnovljivi izvori energije OIE, prednosti novih ispitnih metoda su u bržem postupku ispitivanja i manjim snagama izvora, što primenu ispitnog napona veoma male frekvencije (VLF) čini izuzetno zastupljenom. Ovo se pogotovo primećuje kod dugačkih kablovskih trasa, npr. kod vetrogeneratora, gde nijedan drugi oblik napona praktično ne može biti upotrebljen za prijemna ispitivanja. Kada se na to doda i želja naručioca da se kablovi više ne isključuju zbog ispitivanja, tada se čak i ispitivanje parcijalnih pražnjenja prema [7] uopšte ne primenjuje, već se sve više traže metode kraćeg trajanja ispitivanja VLF naponom pre uključenja kabla, a zatim dodatno ispitivanje parcijalnih pražnjenja nakon uključenja kabla, dakle u on-line režimu, u ekstremnim slučajevima i monitoring do 7 ili čak 30 dana.Pri ovome se zahteva i definisanje lokacije na kojima se dešavaju parcijalna pražnjenja. Što se tiče primene VLF napona, verujemo da će on biti još dugo prisutan u našoj zemlji, pogotovo što su ovi ispitni uređaji bezbedni za rad u svim uslovima, a rezultati ispitivanja obezbeđuju dobru ponovljivost. Investicije u obuku stručnog osoblja i nadogradnju trenutnih VLF izvora modulima za merenje tangens δ, pa i modulima za merenje parcijalnih pražnjenja bi nas svakako dovele na viši nivo u ispitivanju izolacije kablova i procene preostalog radnog veka kablova.

LITERATURA

[1] Standard IEC 60502-2-1:2014, „Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 6kV and 30kV“Part 2: Cables for rated voltages from 6 kV (Um = 7,2 kV) up to30 kV (Um = 36 kV)

[2] IEEE 400.2 - 2006 „Guide for Field Testing Shield Power Cable Systems Using Very Low Frequency (VLF)“

[3] JP EPS – Direkcija za distribuciju - Tehnička preporuka broj 3: 2012, V izdanje „Osnovni tehnički zahtevi za izbor i montažu energetskih kablova i kablovskih pribora u elektrodistributivnim mrežama 1 kV, 10 kV, 20 kV, 35 kV, 110 kV“

[4] N. Simić, N. Kartalović, J.Mrvić i dr. Studija 315156: Metode za kontrolu stanja izolacije podzemnih kablovskih vodova visokog napona, 2015, Elektrotehnički institut Nikola Tesla Beograd

[5] Standard JUS N.C5.225:1983 Ispitivanje kablova sa izolacijom od termoplastičnih masa na bazi polivinilhlorida, sa plaštom od polivinilhlorida ili termoplastičnog polietilena, za napone do 10kV

[6] N.Simić, J.Mrvić „Ispitivanje kablovskih vodova 35kV tip IPZO13 i vraćanje u pogon nakon oštećenja izazvanih poplavom“, Zbornik radova Elektrotehnički Institut „Nikola Tesla“ Beograd, 2018, vol. 28, p.75-84

[7] Standard SRPS EN 60270:2013 „ Tehnike visokonaponskih ispitivanja – Merenja parcijalnih pražnjenja (identičan sa IEC 60270:2001)

CIRED CRNA GORA

I SAVJETOVANJE O ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R1-12

PRIMENA INOVATIVNOG POSTUPKA ZA DESULFURIZACIJU MINERALNIH IZOLACIONIH ULJA
APPLICATION OF AN INNOVATIVE PROCESS FOR DESULFURIZATION OF MINERAL INSULATING OILS

Dejan Kolarski, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Republika Srbija
Valentina Vasović, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Republika Srbija
Jelena Janković, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Republika Srbija
Draginja Mihajlović, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Republika Srbija
Jovana Bošnjaković, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Republika Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Sprečavanje havarija energetskih transformatora prouzrokovanih prisustvom korozivnih sumpornih jedinjenja u mineralnom izolacionom ulju predstavlja ozbiljan izazov u globalnoj energetskoj industriji. Naročito zabrinjavajuće je prisustvo veoma reaktivnog elementarnog sumpora, S_8, u pogledu visokog rizika od havarija transformatora, koji ima snažan afinitet prema srebru, sa kojim reaguje i na niskim temperaturama (od 30-40 ^{O}C i više), pri čemu stvara elektroprovodni srebro sulfid čime su najugroženiji kontakti biračkog dela teretne regulacione preklopke (TRP). U radu je prikazan inovativni niskotemperaturni postupak za efikasno uklanjanje S_8 iz mineralnog izolacionog ulja, upotrebom male količine čestica gvožđa i cinka na čijoj površini je deponovan bakar u elementarnom stanju, kao ključne komponente reagens smeše koja je dispergovana u polietilen glikolu. Tretmanom izolacionog ulja sa navedenim reagensom omogućen je visok stepen efikasnosti desulfurizacije izolacionog ulja na niskim temperaturama i bez upotrebe agresivnih hemijskih jedinjenja. Postupak desulfurizacije pokazao se veoma efikasnim u laboratorijskim uslovima, gde je ostvareno potpuno uklanjanje S_8 u uzorcima mineralnog izolacionog ulja od početnih koncentracija od 2 mg/kg, 15 mg/kg i 60 mg/kg na nivou ispod granice detekcije. Visoka efikasnost postupka postignuta je primenom male količine čestica metala u odnosu na masu ulja od 0.02 do 0.4 wt.%. Primenom ovog postupka i nakon završne obrade sa adsorbentima dobijaju se izolaciona ulja sa poboljšanim fizičko-hemijskim i električnim karakteristikama, pogodna za dalju upotrebu u energetskim transformatorima, pri čemu se smanjuju potencijalni ekološki i rizici od havarija transformatora. Naredni period obuhvatiće dalju optimizaciju postupka i primenu na pilot postrojenju.

Ključne reči: korozivan sumpor, postupak za desulfurizaciju, mineralno izolaciono ulje, energetski transformatori, elementarni sumpor

ABSTRACT

Mitigation of power transformers failures caused by the presence of corrosive sulfur compounds in mineral insulating oil is a serious challenge in the global energy industry. Particularly concerning is the presence of highly reactive elemental sulfur, S_8, due to the high risk of transformer failures, S_8 has a strong affinity towards silver, reacting with it at low temperatures (30-40 ^{O}C and above), forming electrically conductive silver sulfide, which present a significant threat to the contacts of the on load tap changer (OLTC). The paper pressent an innovative low-temperature process for efficient removal of S_8 from mineral insulating oil, using a small quantity of iron or zinc particles with deposited elemental copper on their surfaces, as a key component of the reagent mixture dispersed in polyethylene glycol. Treatment of insulating oil with this reagent a high degree of desulfurization efficiency is achieved at low temperatures without use of aggressive chemical compounds. The desulfurization process proved to be highly effective in laboratory conditions, with completely removal of S_8 in mineral insulating oil from initial concentrations of 2 mg/kg, 15 mg/kg, and 60 mg/kg to below the detection limit. High efficiency was achieved with a small quantity of metal particles relative to the mass of oil, from 0.02 to 0.4 wt.%. By implementing this process, along with final treatment with adsorbents, insulating oils with improved physical-chemical and electrical characteristics are obtained, suitable for further use in power transformers, thereby reducing potential environmental and transformer failure risks. The next phase will include further optimization of the process and its application on a pilot scale.

Key words: corrosive sulfur, desulfurization process, mineral insulating oil, power transformer, elemental sulfur.
Kontakt informacije o autorima:

Dejan Kolarski, e-mail: dejan.kolarski@ieent.org
Valentina Vasović, e-mail: valentina.vasovic@ieent.org
Jelena Janković, e-mail: jelena.jankovic@ieent.org
Draginja Mihajlović, e-mail: draginja.mihajlovic@ieent.org
Jovana Bošnjaković, e-mail: jovana.bosnjakovic@ieent.org

UVOD

Energetska mreža predstavlja jedan od najkompleksnijih i najvažnijih sistema našeg doba. Električna mreža, naročito energetski transformatori, neprestano su izloženi brojnim naporima i stresovima koji narušavaju fizičko-hemijske i električne karakteristike izolacionih ulja, što na kraju ugrožava njegovu funkciju. Naročito zabrinjavajuće je prisustvo korozivnih sumpornih jedinjenja u mineralnom izolacionom ulju. Korozivna sumporna jedinjenja, najčešće prisutan dibenzil disulfid (DBDS), dovodi do formiranja i taloženja provodnih depozita bakar-sulfida na papirnoj izolaciji namotaja, pri čemu mogu nastati elektroprovodne staze između navojaka namotaja koje dalje mogu dovesti do proboja čvrste izolacije namotaja, odnosno havarije transformatora. Ekološki i ekonomski problemi vezani sa odlaganjem ostarelog mineralnog izolacionog ulja potstakli su značajne napore u pronalaženju rešenja za produženje veka trajanja izolacionog sistema. Postupcima regeneracije mineralnog izolacionog ulja adsorbentima, uspešno se produžava životni vek tečnog izolacionog dielektrika, smanjuje količina generisanog otpada ulja i produžava životni vek energetskih transformatora. Međutim, prilikom postupaka regeneracije ulja, praćenih visokotemperaturnim postupcima reaktivacije adsorbenta (iznad 600°C), može doći do formiranja elementarnog sumpora (S_8), koji ima visok afinitet da reaguje sa srebrom čak i pri veoma niskim operativnim temperaturama (ambijentalni uslovi). Reakcijom S_8 sa srebrom dolazi do formiranja visokoprovodnih naslaga srebro-sulfida, čime su najugroženiji srebrni kontakti teretne regulacione preklopke (TRP) i u prisustvu niskih koncentracija S_8 u ulju [1]. Postupci, tj. tehnike za smanjenje rizika od havarija energetskih transformatora usled prisustva korozivnog sumpora mogu se podeliti na privremene i trajne. U privremene tehnike spada dodatak metal pasivatora, koji može biti adekvatna zaštita srebrnih površina ukoliko je u ulju prisutan DBDS, međutim ova tehnika se pokazala kao neefikasna u zaštiti srebra od korozije koja potiče usled prisustva S_8, čak ni pri većim koncentracijama pasivatora u ulju (oko 1000 mg/kg) [2]. Postupci obrade ulja adsorbentima, ili reagensima spadaju u trajne tehnike kojima se korozivna jedinjenja sumpora trajno uklanjaju iz ulja [3]. Konvencionalni adsorbenti koji se primenjuju za regeneraciju ulja i uklanjanje korozivnog DBDS-a iz mineralnog izolacionog ulja, kao što su fulerova zemlja, sepioliti i bentoniti, pokazali su se neefikasnim za uklanjanje S_8 iz ulja [3,5,6,7]. Postupci desulfurizacije ulja primenom K-PEG ili Na-PEG regensa efikasni su za uklanjanje DBDS-a i polihlorovanih bifenila (PCB) iz ulja, dok za uklanjanje S_8 ovi postupci nisu efikasni [8]. Cilj predmetnog rada je prikaz inovativnog postupka za selektivno uklanjanje S_8 iz mineralnog izolacionog ulja, primenom reagens smeše koja se sastoji od male količine čestica gvožđa i/ili cinka na čijoj površini je deponovan bakar kao ključna komponenta reagensa koja je dispergovana u polietilen glikolu (PEG). Primenom ove reagens smeše na niskim temperaturama omogućava se efikasno uklanjanje S_8 iz mineralnog izolacionog ulja, čak i pri visokim koncentracijama S_8 (oko 60 mg/kg) do vrednosti ispod granice detekcije. Primenom ovog postupka, nakon završne obrade sa adsorbentima, dobijaju se izolaciona ulja sa poboljšanim fizičko-hemijskim i električnim karakteristikama, pogodna za dalju upotrebu u energetskim transformatorima, pri čemu se smanjuju potencijalni ekološki rizici kao i rizici od havarija transformatora.

2. PRISUSTVO KOROZIVNOG SUMPORA U IZOLACIONOM ULJU I METODE ZA DETEKCIJU KOROZIVNIH SUMPORNIH JEDINJENJA

Ukupan sadržaj sumpornih jedinjenja u mineralnom izolacionom ulju može poticati od različitih vrsta sumpornih jedinjenja koja se razlikuju po svojoj reaktivnosti prema metalima (bakru i srebru). Rizik od havarija energetskih transformatora povećava se u skladu sa vrstom i količinom prisutnih sumpornih jedinjenja, od stabilnih i nereaktivnih tiofena, preko reaktivnih sulfida i disulfida, veoma reaktivnih merkaptana, do najreaktivnijeg S_8, gde je izražen najveći rizik od havarije usled korozije srebra. U nekorišćenim uljima nove generacije nakon rafinacije nisu prisutna korozivna (reaktivna) jedinjenja, ali su prisutni sulfidi i tiofeni najčešće u veoma niskim koncentracijama (do 30 mg/kg) [10]. Ulje ne mora biti jedini izvor sumpornih jedinjenja, sumpor može biti prisutan i u gumenim zaptivačima, lepkovima, ili primenom nekompatibilnih creva tokom nalivanja transformatora [1]. Korozivna sumporna jedinjenja reaguju na površini metala (bakra ili srebra) formirajući naslage sulfida metala koji dovode do pregrevanja kontakata i eventualnog odvajanja naslaga provodnih čestica sulfida, koja dalje mogu kontaminirati namotaje kretanjem u električnom polju i dovesti do električnih pražnjenja u aktivnom delu transformatora [11,12]. Kako bi se identifikovala i kvantifikovala korozivna sumporna jedinjenja u izolacionom ulju potrebno je sprovesti nekoliko testova. Metode ispitivanja korozivnosti ulja prema srebru mogu se podeliti na kvalitativne i kvantitativne. Kvalitativne metode za utvrđivanje korozivnosti ulja prema srebru su testovi korozije i to: DIN 51353, koji je veoma osetljiv na prisustvo S_8 u veoma niskim koncentracijama (od 0.5 mg/kg) i ASTM D 1275-15 koji je dovoljno osetljiv za različita korozivna sumporna jedinjenja prema srebru (DBDS, S_8, drugi

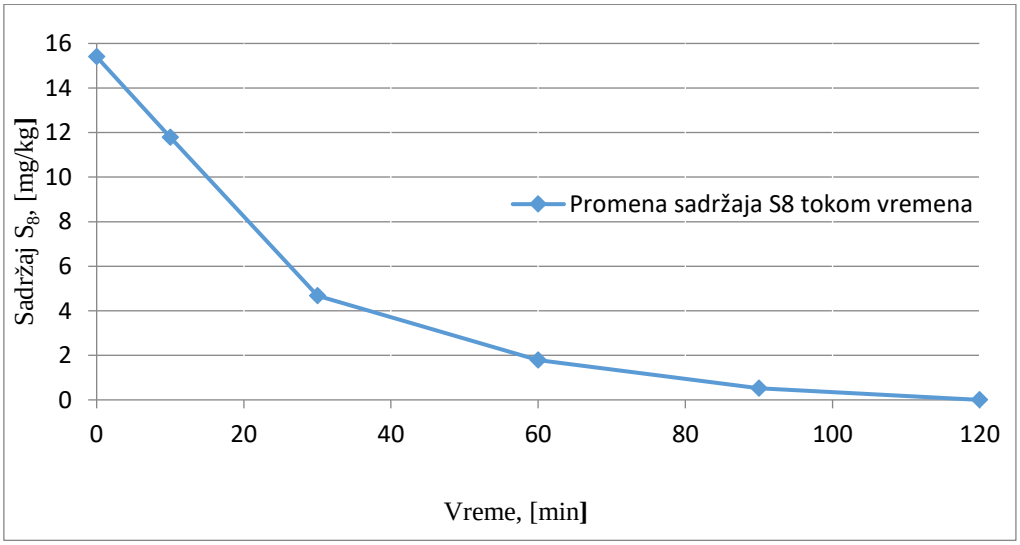
disulfidi, merkatani, i dr.). Ukoliko kvalitativni testovi pokažu da je ulje korozivno, onda je potrebno izvršiti kvantitativne testove, da bi se identifikovala i kvantifikovala prisutna jedinjenja sumpora u ulju. Kvantitativno određivanje tačne koncentracije prisutnih korozivnih sumpornih jedinjenja može se postići primenom nekoliko standardizovanih metoda i to: 1. IEC 62697-1 za kvantitativno određivanje sadržaja DBDS-a u mineralnom izolacionom ulju, 2. IEC TR 62697-2 za kvantitativno određivanje sadržaja ukupnih korozivnih sumpornih jedinjenja ili CIGRE WG A2.32 – TF 03 za određivanje koncentracije ukupnih reaktivnih sumpornih jedinjenja (ukupnog sadržaja disulfida, merkaptana i elementarnog sumpora) i 3. IEC TR 62697-3/2018 za kvantitativno određivanje sadržaja S_8 u mineralnom izolacionom ulju. Povećanje temperature i porast otpora srebrnih kontakata teretne regulacione preklopke može se detektovati analizom sadržaja rastvorenih gasova u ulju i merenjem omskih otpora namotaja, koji su se pokazali kao izuzetno korisni dijagnostički alati za detekciju naslaga srebro sulfida na srebrnim kontaktima TRP [13].

2.1 Razvoj postupka za desulfurizaciju

Postupci tretmana ulja kojima se iz ulja uklanjaju polihlorovani bifenili (PCB) i korozivna sumporna jedinjenja (DBDS), primenom K-PEG ili Na-PEG reagenasa, zahtevaju da se transformator isključi sa mreže i sva količina ulja istoči iz transformatora (tzv. *off-line* postupci), stoga proces desulfurizacije mineralnog izolacionog ulja treba da se izvrši u kratkom vremenskom roku uz postizanje visokog stepena desulfurizacije. Dodatni zahtev koji inovativan postupak desulfurizacije izolacionog ulja mora da ispuni je primena ovog postupka na već postojećem industrijskom postrojenju *Elektrotehničkog Instituta Nikola Tesla* za uklanjanje polihlorovanih bifenila i korozivnih dibenzil disulfida iz mineralnog izolacionog ulja. Uzimajući u obzir da se postojeći postupci tretmana korozivnog izolacionog ulja sa reagensima nisu pokazali efikasnim u uklanjanju S_8 iz ulja, cilj istraživanja bio je razvoj novog, inovativnog postupka sa kojim bi se S_8 uklonio iz ulja hemijskom konverzijom, na niskim temperaturama, ispod 100 ^{O}C, čime bi se omogućio visok stepen desulfurizacije uz postizanje visoke energetske efikasnosti procesa.

2.2 Eksperimentalni rad

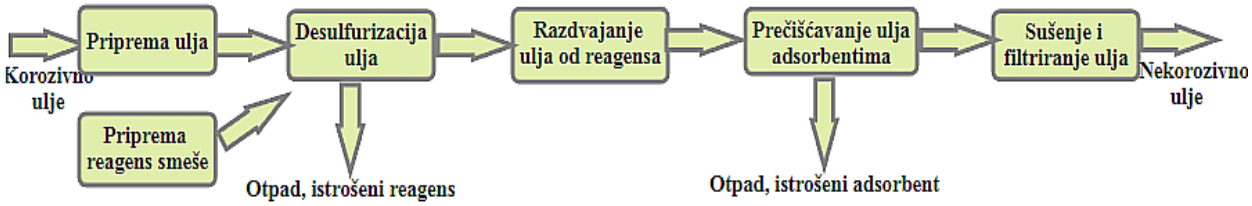
U srednje ostarelo ulje dodato je 15 mg/kg S_8. Pripremljena je reagens smeša koja se sastojala od dispergovanih čestica bakra na površini cinka, koja je dodata u prethodno pripremljeno ulje. Postupak desulfurizacije vršio se uz intenzivno mešanje reagens smeše sa uljem na temperaturi nižoj od 100 ^{O}C tokom 120 minuta. Maseni odnos metala u disperziji u odnosu na masu ulja iznosio je manje od 0.2 wt.%. U određenim vremenskim intervalima mešanje reagensa i ulja je zaustavljeno i uzeti su uzorci za praćenje promene sadržaja elementarnog sumpora u ulju. Uzorci su pripremljeni u skladu sa standardom IEC TR 62697-3/2018 i analizirani na instrumentu za gasnu hromatografiju ‘’Agilent 7890B sa detektorom zahvata elektrona (GC-ECD)“. Na slici 1 je prikazana promena sadržaja elementarnog sumpora tokom postupka desulfurizacije.



Slika 1. Promena sadržaja elementarnog sumpora u ulju tokom postpuka desulfurizacije

Nakon završenog postupka desulfurizacije i potpunog uklanjanja elementarnog sumpora iz ulja izvršeno je odvajanje ulja od reagens smeše, nakon čega je ulje prečišćeno adsorbentom kako bi se u potpunosti uklonile eventualno zaostale čestice regensa i poboljšale fizičko-hemijske i električne karakteristike ulja. Završna faza obrade obuhvatala je sušenje i filtriranje ulja. Na slici 2 je prikazan blok dijagram postupka desulfurizacije ulja. U

tabeli 1 su prikazane fizičko-hemijske i električne karakteristike ulja, pre i nakon tretmana dok je na slici 3 prikazan izgled srebrne pločice nakon testa korozije DIN 51353 na ulju pre i nakon tretmana.



Slika 2. Blok dijagram postupka desulfurizacije ulja

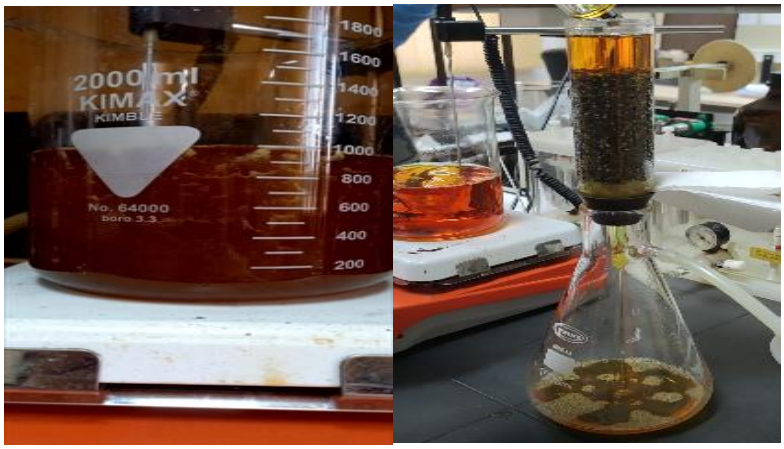
Tabela 1.Karakteristike ulja pre i nakon tretmana

	Karakteristike ulja					
	Sadržaj S_8, mg/kg	Neutralizacioni broj, mgKOH/g	Međufazni napon ulje/voda, mN/m	Faktor dielektričnih gubitaka, ‰	Test korozije prema DIN 51353	Sadržaj inhibitora oksidacije (DBPC), %
Pre tretmana	15.4	0.05	25	11.4	Korozivno	0.25
Nakon tretmana	n.d.	0.00	38	2.9	Nije Korozivno	0.21

n.d. – nije detektovano

Slika 3. Izgled srebrne pločice pre tretmana korozivnog ulja i nakon tretmana korozivnog ulja prema standardu DIN 51535.

Nakon uspešno završenog eksperimentalnog rada i dobijanja izolacionog ulja sa poboljšanim fizičko hemijskim i električnim karakteristikama usledili su eksperimenti sa kojima je definisan kapacitet postupka. Definisanje kapaciteta postupka uključivalo je postavljanje minimalne i maksimalne granice odnosno sadržaja S_8 u ulju koji se može efikasno ukloniti na temepraturi nižoj od 100 ^{O}C tokom 120 minuta mešanja reagensa sa uljem. Definisanje donje granice zapravo imalo je za cilj određivanje minimalne količine reagens smeše sa kojom se može efikasno ukloniti S_8 iz ulja, ukoliko je S_8 prisutan u niskim koncentracijama (oko 2 mg/kg) i za tu svrhu u ulje je dodato 2.3 mg/kg S_8. Gornja granica definiše maksimalan sadržaj sumpora koji se može efikasno ukloniti iz mineralnog izolacionog ulja i za tu svrhu u ulje je dodato 60 mg/kg S_8. Izvršen je tretman sa gore pomenutom reagens smešom pri čemu je cink zamenjen gvožđem kao ekonomski opravdanijim metalom uz optimizaciju masenog odnosa metala u disperziji u odnosu na masu ulja, u zavisnosti od sadržaja elementarnog sumpora u ulju. Maseni odnosi metala u disperziji u odnosu na masu ulja bili su opsegu od 0.02 wt.% za niži sadržaj elementarnog sumpora (oko 2 mg/kg) i 0.4 wt.% za viši sadržaj elementarnog sumpora u ulju (60 mg/kg). Nakon završenog tretmana izmeren je sadržaj S_8, dobijeni rezultati su prikazani u tabeli 2. Sa definisanom donjom granicom kapaciteta postupka, odnosno definisanom minimalnom količinom reagens smeše omogućeno je efikasno uklanjanje S_8 pri nižim koncentracijama S_8 (oko2 mg/kg). Na slici 4 je prikazano ulje tokom mešanja sa disperzijom za desulfurizacju i tokom završne obrade ulja adsorbentom.



Slika 4. Ulje tokom postupka desulfurizacije i tokom završne obrade sa adsorbentom

Tabela 2. Sadržaj elementarnog sumpora pre tretmana i nakon tretmana

	Sadržaj elementarnog sumpora u ulju, mg/kg	
Pre tretmana	2.3	60
Nakon tretmana	n.d.	n.d.

n.d. – nije detektovano

ZAKLJUČAK

Istraživanje je imalo za cilj razvoj inovativnog postupka za selektivno uklanjanje S_8 iz mineralnog izolacionog ulja, sa fokusom na energetsku efikasnost procesa desulfurizacije ulja i primenljivosti postupka na postojećem industrijskom postrojenju *Elektotehničkog Instituta Nikola Tesla*. Kroz eksperimentalni rad, korišćena je reagens smeša sa disperzijom čestica bakra na površini cinka ili gvožđa u polietilen glikolu, čijom primenom je postignuto potpuno uklanjanje elementarnog sumpora iz ulja. Daljim eksperimentalnim radom definisan je kapacitet inovativnog postupka da efikasno ukloni S_8 iz ulja čak i pri visokim koncentracijama S_8 (60 mg/kg) Nakon tretmana, fizičko-hemijske i električne karakteristike obrađenog, nekorozivnog ulja značajno su poboljšane u odnosu na početne vrednosti. Izgled srebrne pločice nakon DIN 51353 testa korozije jasno pokazuje da nakon tretmana ulje nije korozivno. Dobijeni rezultati ukazuju na mogućnost primene inovativnog postupka desulfurizacije kao efikasnog i održivog rešenja za uklanjanje S_8 iz mineralnog izolacionog ulja uz produženje životnog veka energetskih transformatora. Pored toga, primenom razvijenog postupka ne samo da se postiže efikasnost u uklanjanju elementarnog sumpora, već se istovremeno smanjuje negativan ekološki i ekonomski uticaj prakse odlaganja ostarelog i korozivnog mineralnog izolacionog ulja. Dalje istraživanje i naredni eksperimentalni rad obuhvatiće dalju optimizaciju ovog postupka, na pilot postrojenju i eventualnoj primeni na industrijskom postrojenju.

Zahvalnica: Istraživanje sprovedeno uz podršku Fonda za Nauku Republike Srbije, broj projekta 6700, Development of green technology to mitigate power transformer failures induced by elemental sulphur and change current hazardous practice in transformer oil regeneration – GreenCleanS.

LITERATURA

[1] Lewand L, 2002, ‘’The role of corrosive sulfur in transformers and transformer oil’’, In Proceedings of the 69th Annual International Doble Client Conference, Boston, MA, USA, pp 7–12
[2] S. Samarasinghe, H. Ma, C. Ekanayake, D. Martin and T. Saha, 2020, “Investigating Passivator Effectiveness for Preventing Silver Sulfide Corrosion in Power Transformer On-load Tap Changers,” IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, pp. 1761-1768,
[3] CIGRE TB 625, 2015, ‘’Copper sulphide long-term mitigation and risk assesment’’ https://e-cigre.org/publication/625-copper-sulphide-longterm-mitigation-and-risk-assessment
[4] M. Dahlund, H. Johansson, U. Lager and G. Wilson, 2010, “Understanding the presence of corrosive sulfur in previously non-corrosive oils following regeneration,” 77th Ann. Int. Doble Client Conf.
[5] Matejkova M., Kastanek F., Maleterova Y., Kuzilek V ., Kosanova L. , Solcova O., 2017, ‘’ Removal of Corrosive Sulfur from Insulating Oils by Natural Sorbent and Liquid-Liquid Extraction’’, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 24, No. 4, pp 2383

[6] Dahlund, M. Johansson, H. Lager, U. Wilson, G., 2010, ‘’Understanding the presence of corrosive sulphur in previously non-corrosive oils following regeneration’’ In Proceedings of the 77th Annual International Conference of Doble Clients Conference, Boston, MA, USA, pp26–31
[7] Scatiggio, F. Tumiatti, V. Maina, R. Pompili, M. Bartnikas, R., 2010 ‘’Corrosive Sulfur in Insulating Oils: Its Detection and Correlated Power Apparatus Failures’’ IEEE Trans. Power Deliv. 201023, pp508–509
[8] Ding, D. Yang, L. Li, W. He, Y. Deng, B. Zhang, H. Wu, Z., 2019, ‘’Removal of Dibenzyl Disulfide (DBDS) by Polyethylene Glycol Sodium and Its Effects on Mineral Insulating Oil’’ IEEE 7, pp121530–121539.
[9] Samarasinghe S., 2020, ‘’Potential Mitigation Strategies to Prevent Silver Sulphide Corrosion in a Transformer OLTC’’ Australian power technologies TRANSMISSION & DISTRIBUTION, issue 5, pp 28
[10] Kolarski D., Janković J., Mihajlović D., Kovačević N., Lukuć J., 2021, ‘’Rešavanje problema eksploatacije transformatora sa korozivnim sumporom desulfurizacijom ulja primenom jake neorganske baze i organskog rastvarača’’, Zbornik radova Elektrotehnički institut Nikola Tesla, 31, pp 113-123.
[11] Martinez, R. Fares, C.N. Vidal, D. Chiarella, C., 2012, ‘’Investigating cause of failure in a 500 kV transmission transformer. In Proceedings of the MyTransfo’’ 75–85
[12] Samarasinghe, S. Ma, H. Martin, D. Saha, T., 2019, ‘’Investigations of Silver Sulfide Formation on Transformer OLTC Tap Selectors and Its Influence on Oil Properties, IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. 26, 1926–1933.
[13] Lukić J., Janković J., Radomirović J., Mihajlović D., Ivančević V., Milosavljević S., 2017, ’Silver Corrosion Mitigation – Solution for Extension of Transformer Life’ Proceedings of Techcon South Eaast Asia.

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R1-13

UNAPREĐENJE ODRŽAVANJA ENERGETSKIH TRANSFORMATORA I PROCENE POTROŠENOG RADNOG VEKA UVOĐENJEM MARKERA DEGRADACIJE TRANSFORMATORSKIH ULJA

IMPROVEMENT OF THE MAINTENANCE OF POWER TRANSFORMERS AND THE ASSESSMENT OF THE WORN WORKING LIFE BY INTRODUCING MARKERS OF DEGRADATION OF TRANSFORMER OILS

Vladimir Ostraćanin, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, Srbija
Jelena Lazić, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, Srbija
Saša Jović, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Dijagnostika pogonskog stanja energetskih transfortmatora na osnovu rezultata hemijskih analiza ulja podrazumeva izvođenje zaključaka o pogonskoj ispravnosti i stanju izolacionog sistema.
U konvencionalne/postojeće hemijske metode ubrajaju se:

- Merenje sadržaja gasova rastvorenih u izolacionom ulju metodom gasne hromatografije (GH),
- Merenje sadržaja vode u izolacionom ulju (metoda titracije po Karl-Fišeru),
- Procena sadržaja vode u čvrstoj (papirnoj) izolaciji na osnovu merenja sadržaja vode u izolacionom ulju i radne temperature ulja korišćenjem ravnotežnih dijagrama,
- Merenje sadržaja derivata furana u izolacionom ulju,
- Merenje fizičkih, hemijskih i električnih karakteristika ulja koje su definisane standardom IEC 60422.

Sve navedene analize su međusobno zavisne i za izvođenje ispravnih zaključaka na osnovu jedne od analiza, potrebni su i rezultati ostalih. Budući da se analizom ulja na jednostavan i brz način može dobiti veliki broj korisnih informacija, u svetu postoji konstantni rad na razvijanju novih dijagnostičkih metoda i unapređenju postojećih.
Pored navedenih standardnih hemijskih metoda ispitivanja izolacionih ulja, važnu ulogu imaju i nove metode koje u značajnoj meri unapređuju dijagnostiku stanja transformatora. Neke od novih dijagnostičkih metoda će biti prezentovane u radu.

Ključne riječi: transformatorsko ulje, markeri degradacije, metode procene stanja

ABSTRACT

Diagnostics of the operational state of energy transformers based on the results of chemical analyzes of the oil implies drawing conclusions about the operational correctness and condition of the insulation system.
Conventional/existing chemical methods include:

- Measurement of the content of gases dissolved in the insulating oil using the gas chromatography (GH) method,
- Measurement of the water content in the insulating oil (Karl-Fischer titration method),
- Assessment of the water content in solid (paper) insulation based on measurements water content in the insulating oil and the working temperature of the oil using equilibrium diagrams,
- Measurement of the content of furan derivatives in the insulating oil,
- Measurement of the physical, chemical and electrical characteristics of the oil, which are defined by the IEC 60422 standard.

All of the above analyzes are interdependent, and in order to draw correct conclusions based on one of the analyses, the results of the others are also needed. Since oil analysis can provide a large amount of useful information in a simple and quick way, there is constant work in the world to develop new diagnostic methods and improve existing ones.
In addition to the existing standard chemical methods of testing insulating oils, new methods play an important role, which significantly improve the diagnosis of the condition of transformers. Some of the new diagnostic methods will be presented in the paper.

Key words: transfomer oil, degradation markers, state assessment methods

Vladimir Ostraćanin, vladimir.ostracanin@ods.rs, +381-64-8333-700

1. UVOD

Uslov da se energetski transformatori što efikasnije eksploatišu su:
- Adekvatna konstrukcija
- Dobro podešena relejna zaštita i
- Adekvatno održavanje energetskih transformatora (u daljem tekstu ET).

Adekvatno održavanje podrazumeva preventivno održavanje, odnosno, održavanje urednog pogonskog stanja (provera nivoa transformatorskog ulja, provera sistema hlađenja, vizuelna kontrola transformatorskog suda, provera zaptivenosti, stanje dehidratora, stanje komandno-signalne opreme) i proveru markera degradacije uljno-papirne izolacije (u daljem tekstu marker degradacije).
Izolacioni sistem (IS) uljnih energetskih transformatora čini izolaciono ulje i čvrsta izolacija na bazi celuloze kao što su: papir, trafobord (presbord), prešpan, drvo. Tokom eksploatacije transformatora, pod dejstvom električnih i magnetnih polja, dolazi do degradacije izolacionog sistema.
Čvrsta izolacija transformatora tokom pogona nepovratno gubi mehanička i izolaciona svojstva i to na značajno nižim temperaturama u odnosu na ulje. Ostarela čvrsta izolacija koja je u velikoj meri izgubila svoja mehanička svojstva, ali je dobro impregnisana uljem, dugo može da izdrži električna naprezanja tokom nastavka pogona, ali bliski kratak spoj u sistemu, praćen jakim elektrodinamičkim silama, može da dovede do mehaničkih deformacija koje ostareli papir ne može da podnese, čime dolazi do oštećenja izolacije, međuzavojnog kratkog spoja i električnog proboja izolacije.
Životni vek transformatora praktično je određen životnim vekom papirne izolacije koja izoluje bakarne namotaje. Kvalitativna i kvantitativna procena ostarelosti čvrste izolacije je zbog toga vrlo značajno tehničko pitanje, koje je decenijama unazad predmet istraživanja u svetskoj praksi, a opisano u međunarodnim standardima i preporukama.

2. MARKERI DEGRADACIJE ULJNO PAPIRNE IZOLACIJE

Markeri degradacije su: vodonik, zasićeni ugljovodonični gasovi, oksidi ugljenika, voda, metanol, kiseline i druga oksigenovana i karbonilna jedinjenja, derivati furana, korozivna sumporna jedinjenja i polikondenzovani talog.
Ovi marker degradacije se dobijaju u okviru nekoliko metoda i procesa ispitivanja uzoraka izolacije.
Pored hemijskih metoda izuzetno je značajno kombinovanje sa električnim ispitivanja da bi se izveli konačni zaključci i ocene pouzdanosti, raspoloživosti i proceni utrošenog životnog veka transformatora.

U ovom radu su date hemijske metode.
Pored do sada korišćenih markera degradacije poznati su i specifični markeri degradacije papirne izolacije.
Uvođenjem novih metoda ispitivanja proširuje se dijagnostički kapacitet i poboljšavaju procene stanja, utrošenog životnog veka i rizika eksploatacije ET, sa krajnjim ciljem da se primene adekvatne tehnike i metode za produženje životnog veka ET. Metode za produženje životnog veka su: poboljšanje hlađenja, uvođenje zatvorenih sistema-segregacija komunikacije sa atmosferom, zamena, sušenje i hemijska regeneracija i desulfurizacija ulja, uz ispiranje izolacije, dodavanje aditiva, inhbitora i metal pasivatora.
U konvencionalne/postojeće hemijske metode ubrajaju se:

- Merenje sadržaja gasova rastvorenih u izolacionom ulju metodom gasne hromatografije (GH),
- Merenje sadržaja vode u izolacionom ulju (metoda titracije po Karl-Fišeru),
- Procena sadržaja vode u čvrstoj (papirnoj) izolaciji na osnovu merenja sadržaja vode u izolacionom ulju i radne temperature ulja korišćenjem ravnotežnih dijagrama,
- Merenje sadržaja derivata furana u izolacionom ulju,
- Merenje fizičkih, hemijskih i električnih karakteristika ulja koje su definisane standardom IEC 60422 [1].

Sve navedene analize su međusobno zavisne i za izvođenje ispravnih zaključaka na osnovu jedne od analiza, potrebni su i rezultati ostalih. Budući da se analizom ulja na jednostavan i brz način može dobiti veliki broj korisnih informacija, u svetu postoji konstantni rad na razvijanju novih dijagnostičkih metoda i unapređenju postojećih.

2.1 Gasnohromatografska (GH) analiza ulja

GH predstavlja jednu od osnovnih ispitivanja koja se vrše u okviru redovnog održavanja ET u pogonu. Na osnovu dobijenih rezultata može se izvesti zaključak o ispravnosti transformatora, a delimično i o stanju izolacionog sistema. Njena velika prednost ogleda se u činjenici da se kvar može detektovati u ranoj fazi, pri čemu nije potrebno isključenje transformatora iz pogona [2,3].

Ispitivanje sadržaja gasova rastvorenih u ulju vrši se prema metodi IEC 60567, interpretacija rezultata prema standardu IEC 60599 i prema kriterijumima i graničnim vrednostima definisanim na bazi statističke analize raspoloživih podataka i rezultata ispitivanja.

	Koncentarcija gasova, ppm						
	H_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2
Tipične vrednosti	94	35	123	114	40	638	5615

H_2 - vodonik, CH_4 - metan , C_2H_2 -acetilen, C_2H_4 - etilen, C_2H_6 - etan, CO – ugljen-monoksid, CO_2 – ugljen dioksid

Tabela 1 Tipične vrednosti koncentracija gasova sa 95 % nivoom pouzdanosti, uočene u transformatorima visokog naponskog nivoa (110/x kV) distributivne mreže u Srbiji

Pored GH ulja iz suda transformatora, radi se i GH ulja iz regulacione sklopke ET (u daljem tekstu TRP). Interpretacijom rezultata GH analize daje se procena pogonskog stanja transformatora. Dijagnoza se donosi na osnovu:

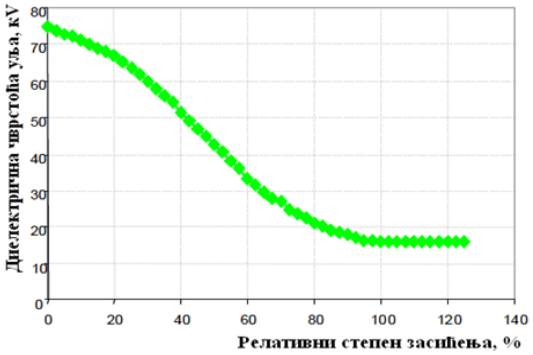
- apsolutnih koncentracija gasova,
- statističke analize istorijata gasnohromatografskih ispitivanja,
- brzine nastanka gasova,
- karakterističnih odnosa koncentracija gasova rastvorenih u ulju.

2.2 Sadržaja vode u transformatorskom ulju

Ispitivanje sadržaja vode u transformatorskom ulju je jedno od prioritetnih ispitivanja, kako kod novih transformatorskih ulja, tako i na uzorcima ulja iz ET koji su u pogonu.
Metoda koja se koristi za ispitivanje sadržaja ukupne vode u transformatorskom ulju je potenciometrijska titracija sa Karl-Fišerovim reagensom. Veoma je osetljiva i može da otkrije veoma malu količinu prisutne vode u ulju koja se izražava u milionitim delovima, mg/kg ili ppm (parts per million). Metoda je standardizovana u SRPS EN 60814:2010 [2,3].

2.3 Relativni stepen zasićenja vode (RS) u ulju

Sadržaj vode u ulju može da se izrazi i kao relativan sadržaj vode i definiše se kao relativni stepen zasićenja. Relativni stepen zasićenja vode (RS) u ulju predstavlja odnos postojećeg sadržaja vode i sadržaja vode pri zasićenju (maksimalni sadržaj vode koji može da se rastvori u ulju) na datoj temperaturi [4,5].
Sa povećanjem temperature raste rastvorljivost vode u ulju, a time opada stepen zasićenja vode u ulju. Kada su radne temperature ulja ispod 20°C pogodno je izraziti sadržaj vode preko relativnog stepena zasićenja. Sa porastom RS dolazi do opadanja dielektrične čvrstoće ulja, a ako RS ima visoku vrednost (blizu 100 %), može se očekivati pojava slobodne vode u ulju.



Slika 1. Uticaj relativnog stepena zasićenja na dielektričnu čvrstoću ulja [5]

Tokom starenja ulja dolazi do porasta sadržaja polarnih produkata rastvorenih u ulju, posebno kiselina, što dovodi do porasta sposobnosti ulja da rastvori vodu na datoj temperaturi. Usled toga, RS kod jako ostrelih ulja može biti znatno manji od RS novog ulja na istoj temperaturi. Ovo je naročito značajno u proceni sadržaja vlage u jako ostareloj čvrstoj izolaciji na osnovu RS ulja [2].

2.4 Procena sadržaja vode u čvrstoj izolaciji preko ravnotežnih dijagrama

Na osnovu izmerenog sadržaja vode u ulju na radnim temperaturama ulja preko 30-35°C može se ida se izvrši procena ovlaženosti čvrstog (celuloznog) dela uljno-papirne izolacije ET, tj. procena sadržaja vlage (vode) u čvrstoj izolaciji [3].

Jedan od načina procene sadržaja vode u papiru je korišćenje dijagrama ravnotežne raspodele vode između ulja i papira u funkciji temperature. Klasični ravnotežni dijagrami autora Oommen, Griffin, Fabre-Pichon, MIT, EH Weidmann daju zavisnost sadržaja vode u papiru izraženim u (%) od apsolutnog sadržaja vode u ulju izraženom u ppm i temperature ulja u °C. Ravnotežni dijagrami pokazali su se pouzdani za radne temperature iznad 35°C, pri čemu uzorkovanje treba obaviti nakon dužeg perioda pogona sa ujednačenim radnim temperaturama (nakon procesa sušenja izolacije, najmanje posle 6 meseci od izvršenog procesa) sa ciljem da se postigne maksimalna homogenizacija vode u izolacionom sistemu (IS) i uspostavljanje ravnotežnih uslova. Krive dostupne u literaturi su nastale na bazi eksperimentalnog rada koristeći različite vrste i količine materijala, različitih debljina (kraft papir, termički poboljšan papir, presbord...), sa različitim uljima. Način izrade krivih ravnoteže je različit, neke su izrađene u sistemima papir-vazduh, neke u uslovima vakuuma na bazi ravnoteže parcijalnih pritisaka i napona pare vode, neki pak u sistemima papir-ulje-vazduh.
Procene sadržaja vode na osnovu dijagrama ravnoteže su praćene manjom ili većom sistemskom greškom, te se dobijene vrednosti sadržaja vode uzimaju kao okvirne. Pouzdanost dobijenih rezultata raste ukoliko se potvrde primenom metoda dielektrične spektroskopije u vremenskom (PDC/RVM) odnosno frekventnom domenu (FDS). Za celulozne materijale (papir, presbord, trafobord) različitog stepena ostarelosti preporučuje se da se koriste posebni dijagrami, jer su ravnotežne izoterme različite za nov i ostareo papir.
Naime ostareli izolacioni materijali imaju manji kapacitet da rastvore vodu od novih, zbog adsorbovanih polarnih produkata starenja ulja, oksida bakra, produkata starenja papira, vode, furana i oksida ugljenika [3].

2.5 Derivati furana

Derivati furana predstavljaju meru degradacije papirne izolacije. Analiza sadržaja derivata furana se vrši sa dva aspekta:

- apsolutan sadržaj u ulju i
- brzina godišnje proizvodnje.

Na ovaj način se omogućava uvid u stanje i brzinu starenja celulozne izolacije. Da bi se degradacija celuloze mogla precizno kvantifikovati poželjno je uzimati uzorke za analizu furana na istim i to najvišim radnim temperaturama koje su uspostavljene tokom dužeg vremenskog perioda. Na taj način se minimizuje uticaj migracije furana iz ulja u papir i obrnuto u skladu sa promenom temperature, da bi se neto porast koncentracije derivata furana u ulju, izražen u ppm/god mogao kvantitativno odrediti kao proizvodnja furana usled degradacije papirne izolacije.
Bitno je napomenuti da se derivati furana u velikom stepenu uklanjaju procesima obrade ulja, što otežava procenu ukupne ostarelosti čvrste izolacije transformatora. S tim u vezi važno je raditi ovu analizu nakon svake obrade ili zamene ulja. Nakon obrade ili zamene ulja, u prvim mesecima eksploatacije uspostaviće se nova ravnotežna raspodela derivata furana u sistemu papir/ulje. Početni porast derivata furana u ulju uglavnom se ne može smatrati posledicom degradacije papira. Dalji porast koncentracije furana u ulju najverovatnije će biti posledica daljeg procesa degradacije celulozne izolacije.
Ispitivanje se vrši metodom tečne hromatografije (HPLC, eng. High Performance Liquid Chromatography). Metoda za određivanje sadržaja derivata furana rastvorenih u transformatorskom ulju je standardizovana u SRPS EN 61198/2010 [2].

2.6 Fizičke, hemijske i električne karakteristike ulja

Tokom eksploatacije transformatora periodično se vrši ispitivanje fizičkih, hemijskih i električnih karakteristika ulja, koje daju osnovne informacije o stepenu degradacije i upotrebljivosti ulja kao izolacionog medijuma u transformatoru. Produkti degradacije mineralnih izolacionih ulja (kiseline, gasovi, voda, polikondenzovana aromatska jedinjenja) nastaju tokom procesa oksidacije ulja usled termičkih i električnih naprezanja, u prisustvu bakra kao katalizatora, pri čemu snižavaju izolacione osobine ulja i funkciju ulja kao rashladnog medijuma i utiču na ubrzanje degradacionih procesa čvrste izolacije na bazi celuloze [3].
Osnovne hemijske karakteristike ulja su: kiselinski (neutralizacioni) broj, sadržaj vode u ulju, sadržaj (prisustvo) taloga, sadržaj inhibitora oksidacije ulja.
Osnovne fizičke karakteristike ulja su: gustina, tačka paljenja, tačka stinjavanja,
Osnovne električne osobine ulja su: probojni napon (dielektrična čvrstoća) ulja, faktor dielektričnih gubitaka (tgδ) ulja i specifična električna otpornost ulja.
U skladu sa standardom IEC 60422 [1] izolaciona ulja, za sve kategorije opreme, moraju biti nekorozivna prema standardu IEC 62535. Ukoliko su ulja korozivna, svrstavaju se u kategoriju „C“.

3. NOVI MARKERI DEGRADACIJE ULJNO PAPIRNE IZOLACIJE

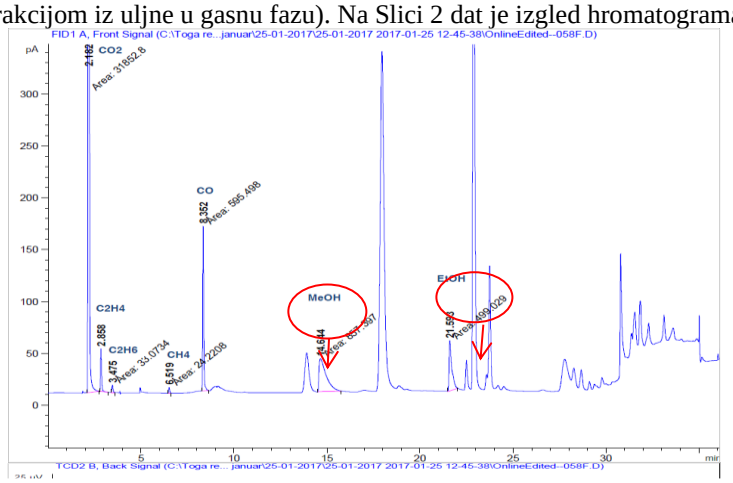
Pored navedenih standardnih hemijskih metoda ispitivanja izolacionih ulja, važnu ulogu imaju i nove metode koje u značajnoj meri unapređuju dijagnostiku stanja transformatora, a to su:

- Određivanje sadržaj metanola i etanola u ulju – kao novih markera degradacije celulozne izolacije

- Određivanje korozivnosti ulja prema bakru i srebru (ASTM testovi korozije)
- Kvantifikacija korozivnih sumpornih jedinjenja (elementarnog sumpora, ukupnog reaktivnog sumpora)

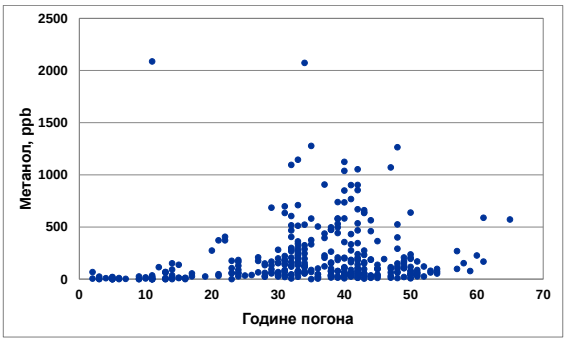
Kao markeri degradacije celulozne izolacije transformatora u pogonu do sada su korišćeni: derivati furana, ugljenmonoksid (CO) i ugljendioksid (CO2) rastvoreni u ulju.

Kao novi markeri uvode se metanol (CH3OH) i etanol (CH3CH2OH) rastvoreni u ulju [6,7].
U okviru IEC TC 10 radne grupe koja se bavi standardizacijom metode za ispitivanje metanola i etanola u ulju, razvijena je integralna metoda za određivanje koncentracije metanola i etanola zajedno sa određivanjem sadržaja gasova rastvorenih u ulju.
Merenja se vrše pomoću gasnog hromatografa sa plameno-jonizacionim detektorom (FID – flame ionization detector) i termalno provodljivim detektorom (TCD - thermal conductivity detector) sa Headspace pripremom uzorka (priprema ekstrakcijom iz uljne u gasnu fazu). Na Slici 2 dat je izgled hromatograma.



Slika 2. Izgled hromatograma sa karakterističnim pikovima metanola i etanola

Intenzivno se istražuje pod kojim uslovima i kada novi markeri degradacije nastaju i koja je njihova zavisnost od ostalih pokazatelja ostarelosti celulozne izolacije. Tako se u literaturi mogu naći eksperimentalni rezultati iz kojih se može videti da porast koncentracije metanola prilikom testa starenja prati pad vrednosti stepena polimerizacije papira [6,7].
Prema navodima nekih autora, metanol je karakteristični marker početne faze degradacije celuloze dok su koncentracije derivata furana rastvorenih u ulju još uvek niske.
U kasnijim fazama degradacije celuloze dolazi do porasta koncetracije derivata furana rastvorenih u ulju, a do smanjenja koncentracije metanola rastvorenog u ulju [8].
Kako pokrivaju različite faze degradacije celulozne izolacije, metanol i derivati furana rastvoreni u ulju predstavljaju komplementarne markere degradacije.
Novija istraživanja pokazuju da se metanol, uz ostale karakteristične gasove kvara, veoma uspešno može koristiti u dijagnostici, tačnije u detekciji kvarova koji zahvataju čvrstu izolaciju transformatora.
Na slici 3 prikazana je raspodela sadržaja metanola u ulju. Može se primetiti da je sadržaj metanola u ulju uglavnom ispod 1000 ppb, a najveće koncentracije prisutne su kod transformatora starosti 30-45 godina.



Slika 3. Raspodela apsolutnog sadržaja metanola u ulju u zavisnosti od godina pogona

3.1. Određivanje korozivnosti ulja prema bakru i srebru (ASTM testovi korozije)

Jedinjenja sumpora su normalno prisutna u mineralnim izolacionim uljima, ali ne izazivaju sva jedinjenja sumpora koroziju.

Ukupan sadržaj sumpora u ulju zavisi od porekla nafte, tehnologije i stepena rafinacije ulja, a njegova koncentracija se kreće od 50 do 500 mg/kg.
U uslovima povišenih temperatura u transformatoru korozivna jedinjenja sumpora stvaraju sulfide bakra i srebra koji kao elektroprovodna jedinjenja ugrožavaju dielektrična svojstva izolacionog sistema i mogu biti inicijatori proboja i havarije transformatora [9,10].
U početku istraživanja pojave korozivnosti izolacionog ulja pretežno je bila indentifikovana korozija bakra, koja je uticala na papirnu izolaciju namotaja i uzrokovala proboj kroz čvrstu izolaciju ET.
Brošure međunarodnog komiteta CIGRE i Internacionalni standardi (CIGRE TB 378, CIGRE TB 625, IEC 60296 i IEC 62701, IEC 60422) daju detaljnu analizu fenomena i mehanizma nastanka bakar (I) sulfida (Cu2S), opis faktora rizika, tehnike mitigacije, preporuke i kriterijume za eksploataciju reciklovanih i rerafinisanih ulja [10].

Iskustva iz prakse i laboratorijskih istraživanja pokazala su da su pojedine vrste sumpornih jedinjenja (merkaptani, elementarni sumpor, itd.) znatno reaktivnije prema srebru, nego prema bakru.
Elementarni sumpor (S8) je veoma reaktivan prema srebru, pri veoma niskim koncentracijama (ispod 1 mg/kg) i na relativno niskim temperaturama (ispod 100 ºS), dok je prema bakru slabo reaktivan, čak i na visokim temperaturama (oko 150 ºS) [11]. Pojava elementarnog sumpora u ulju je najčešće posledica kontaminacije ulja elementarnim sumporom usled primene postupka regeneracije ulja sa visoko-temperaturnom reaktivacijom adsorbenta i kontaminacije regenerisanog ulja sa elementarnim sumporom (S8). U kontaktu sa srebrom, S8 reaguje i gradi srebro (I) sulfid, na nižim temperaturama i za mnogo kraće vreme od disulfida [12].
Povećano grejanje kontakata TRP i porast prelaznih otpora može biti posledica taloženja sulfida metala (bakra i srebra) na kontaktima TRP. Naslage sulfida metala na kontaktima TRP (npr. srebro (I) sulfid na kontaktima biračkog dela TRP) povećavaju prelazne otpore i uzrokuju dodatno grejanje, koje dalje promoviše stvaranje sulfida metala (pozitivna povratna sprega).
Havarija transformatora u slučajevima taloženja sulfida metala na površinama metala moguća je usled „odlepljivanja naslaga (depozita)“ sa njihove površine (najčešće ako su depoziti prisutni u velikoj količini, npr. na kontaktima biračkog dela TRP), koji mogu da kontaminiraju namotaje kretanjem i nagomilavanjem u zonama najjačeg električnog polja, i da, kao provodne čestice budu inicijalna mesta varničenja, iskričenja i proboja kroz ulje [13]. U tom smislu, kada postoje indikacije pregrevanja na kontaktima TRP, prema rezultatima hemijskih i električnih ispitivanja (gasna hromatografija, merenje električnih (omskih) otpora namotaja), potrebno je izvršiti ispitivanje ulja, radi utvrđivanja eventualne korozivnosti ulja prema bakru i srebru, kao potencijalnog uzročnika pregrevanja [13].
Međunarodna tela za standardizaciju IEC i ASTM uveli su nove metode ispitivanja korozije prema bakru i srebru, dok se DIN 51353 test već decenijama tradicionalno koristi kao test korozije prema srebru, uglavnom u Evropi. Postojeća ispitivanja korozivnog sumpora mogu da daju različite rezultate, u zavisnosti od vrste sumpornih jedinjenja u ulju i njihove reaktivnosti prema bakru i srebru. Stoga, za adekvatnu dijagnostiku i procenu stanja ET, pored kvalitativnih testova korozije metala: bakra i srebra, potrebna je detekcija i kvantifikacija specifičnih sumpornih jedinjenja.
Kvalitativne metode se odnose na određivanje prisustva korozivnog sumpora u ulju, kvalitativnim testovima korozije (prema IEC 62535, ASTM D 1275-15 i DIN 51353) dok se kvantitativne metode baziraju na detekciji i merenju tačnih koncentracija prisutnih korozivnih sumpornih jedinjenja (prema IEC 62697-1, IEC TR 62697-2 ili CIGRE A2.32 TF 02 i IEC TR 62697-3).

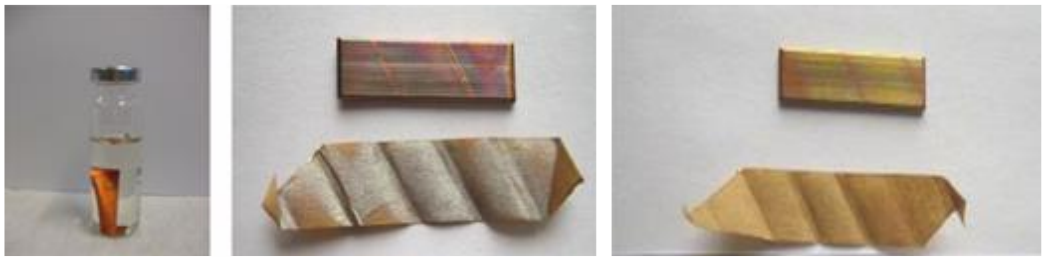
3.2. Kvalitativni testovi korozije

Testovi korozije zasnovani su na vizuelnom pregledu naslaga (depozita), koji nastaju neposrednim kontaktom ulja, koja sadrže korozivan sumpor, sa drugim materijalima, na osnovu čega se ulje ocenjuje kao „korozivno“. U obrnutom slučaju, ukoliko depoziti nisu prisutni, ulje se ocenjuje kao „nekorozivno“. Kvalitativni testovi korozije za određivanje prisustva korozivnog sumpora u ulju su:

- IEC 62535 - korozija bakarnih provodnika obmotanih izolacionim papirom,
- DIN 51353 – korozija srebrne trake,
- ASTM D1275-15 – korozija bakarne i srebrne trake.

3.2.1. IEC 62535 test korozije

Određivanje prisustva korozivnog sumpora u ulju je definisano standardom IEC 62535/2008. U ispitnoj metodi se 13 g ulja zasićenog vazduhom, zagreva na 150°C, tokom 72 h sa bakarnim provodnikom i jednim slojem izolacionog kraft papira, uz ograničeni dotok vazduha tokom testa (slika 3.3). Nakon isteka 72 h, vrši se vizuelni pregled depozita Cu2S, na bakarnom provodniku i papiru. Depoziti Cu2S su sive, tamno plave i crne boje na bakru, a na papiru svetlucavo sive boje (slika 4). Bakar I sulfid (Cu2S) kao jedinjenje sa izraženim provodnim karakterom istaložen na čvrstoj izolaciji u velikoj meri snižava izolaciona svojstva. Metoda je visoko selektivna na prisustvo dibenzil disulfida (DBDS), izrazito korozivnog jedinjenja prema bakru [13].



Slika 4. IEC 62535 test korozije - levo, izolacioni papir i bakarni provodnik sa naslagama Cu2S – sredina i bez naslaga Cu2S - desno

U aneksu metode IEC 62535 predviđeno je ispitivanje izolacionog papira metodom SEM/EDX, kojom se na površini papira određuje hemijski sastav depozita i kvantifikuju elementi, izraženi kao atomski ili težinski procenti. Ova analiza služi za verifikaciju prisustva Cu2S i pomaže u donošenju ocene korozivnosti ulja [13].

3.2.2. DIN 51353 test korozije

DIN 51353 ispitna metoda podrazumeva zagrevanje 100 ml ulja sa srebrnom trakom, na 100°C tokom 18 h (slika 4). Ova metoda je veoma osetljiva na prisustvo elementarnog sumpora, dok za disulfide (DBDS) i druga prirodna korozivna sumporna jedinjenja (visok ukupni sadržaj reaktivnog sumpora) nije dovoljno osetljiva. Za pozitivan rezultat smatraju se naslage svetlo sive, tamno sive i crne boje [12].

Slika 5. DIN 51353 test korozije

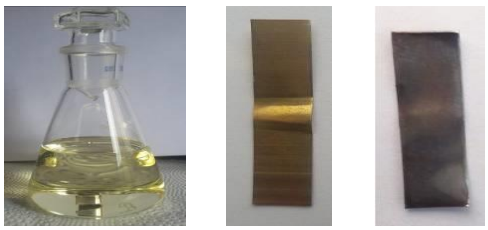
3.2.3. ASTM D 1275-15 test korozije

U odnosu na prethodni ASTM 1275-B test korozije, koji je uključivao samo bakar, novi ASTM D 1275-15 testovi korozije prema bakru i srebru, podrazumevaju zagrevanje 220 ml degaziranog ulja sa bakarnom ili srebrnom trakom na 150°C tokom 48 h (slika 3.5). Uslovi metode (temperatura i trajanje) učinila je metodu dovoljno osetljivu na prisustvo disulfida (DBDS), elementarnog sumpora (S8), i drugih reaktivnih sumpornih jedinjenja (disulfida i merkaptana).

Osnovni nedostatak ASTM D1275-15 testa sa bakrom je što ne uključuje izolacioni papir, stoga nije dovoljno osetljiv za korozivna sumporna jedinjenja koja imaju skolonost ka taloženju bakar (I) sulfida u papirnim namotajima [12].

ASTM D1275-15 test sa srebrnom trakom se može koristiti kao prijemni test za koroziju srebra, dok se DIN 51353 koristi za određivanje prisustva elementarnog sumpora (S8), jer je veoma osetljiv za niske koncentracije S8 (do 1 mg/kg).

Osnovni nedostatak ASTM D1275-15 testa korozije na srebru, je mogućnost pojave lažno pozitivnih rezultata, usled pojave depozita srebro oksida (Ag2O) pri relativnom oštrim uslovima ispitivanja za ulja (48 h na 150°C). U skladu sa tim, ukoliko postoji sumnja u rezultat, preporučuje se, da se nakon testa korozije izvrši analiza srebrne pločice metodom skenirajuće elektronske mikroskopije (SEM) i elektron disperzivne difrakcije (EDX) sa ciljem da se utvrdi hemijski sastav prisutnih depozita na srebrnoj pločici (slika 6).



Slika 6. ASTM D1275-15 test korozije i izgled bakarne i srebrne trake nakon testa

3.3. Metode detekcije i kvantifikacije korozivnih sumpornih jedinjenja

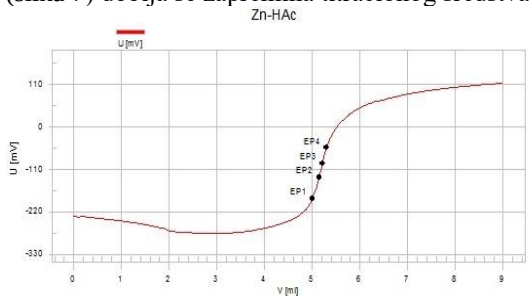
Metode za detekciju i merenje tačne koncentracije prisutnih korozivnih sumpornih jedinjenja koje pružaju adekvatne i pouzdane informacije o koroziji ulja prema bakru i srebru, su:
1. IEC 62697-1 – Određivanje koncentracije dibenzil disulfida (DBDS)
2. IEC TR 62697-2 i CIGRE A2.32 TF 02 – Određivanje koncentracije ukupnih reaktivnih sumpornih jedinjenja (ukupnog sadržaja disulfida, merkaptana i elementarnog sumpora)
3. IEC TR 62697-3 – Određivanje koncentracije elementarnog sumpora (S8)

3.3.1. Određivanje koncentracije dibenzil disulfida (DBDS), prema IEC 62697-1

Metoda se zasniva na kvantitativnom određivanju tačne koncentracije DBDS, primenom gasne hromatografije sa detektorom zahvata elektrona (eng. electron capture detector – ECD), u širokom opsegu koncentracija, od 5 – 600 mg/kg. Analize se vrše na temperaturno programiranoj koloni, sa helijumom kao nosećim gasom. Tipične vrednosti DBDS u uljima su mnogo veće od limita detekcije metode (ispod 5 mg/kg), čime se obezbeđuje pouzdana ocena ulja po pitanju korozivnosti u odnosu na dozvoljene granične vrednosti definisane standardom za nova ulja, IEC 60296.

3.3.2. Određivanje koncentracije ukupnih reaktivnih sumpornih jedinjenja, prema IEC TR 62697-2 i CIGRE A2.32 TF 02

IEC TR 62697-2 metoda za kvantitativno određivanje sadržaja korozivnih sumpornih jedinjenja (ukupnog sadržaja disulfida, merkaptana i elementarnog sumpora) zasniva se na pretvaranju korozivnih sumpornih jedinjenja u sulfide metala (bakra, srebra, itd.). Formirani sulfidi se kvantitativno konvertuju u sulfate, čiji sadržaj se dalje određuje merenjem zamućenosti (turbiditeta) ili jonskom hromatografijom, u opsegu koncentracija od 2.5 do 80 mg/kg ukupnog sadržaja korozivnih sumpornih jedinjenja (eng. total corrosive sulfur, TCS).
CIGRE A2.32 TF 02 metoda zasniva se na potenciometrijskoj titraciji korozivnih sumpornih jedinjenja. Integracijom titracione krive (slika 7) dobija se zapremina titracionog sredstva iskorišćena za titraciju uzorka.



Slika 7. Titraciona kriva

Na osnovu zapremine titracionog sredstva iskorišćenog za titraciju uzorka izračunava se koncentracija sumpora u uzorku, prema jednačini (1).

$$S = \frac{M_{AgNO_3} \cdot 32{,}06 \cdot \left(V_{узорак} - V_{blank}\right)}{m_{узорак}}, \text{ mg/kg} \qquad (1)$$

Gde je:

M_{AgNO3} - koncentracija titracionog sredstva, mol/m^3

$V_{узорак}$ - zapremina titracionog sredstva koja je korišćena za titraciju uzorka, ml

V_{blank} - zapremina titracionog sredstva koja je korišćena za titraciju slepe probe, ml

$m_{узорак}$ - masa uzorka, g

3.3.3. Određivanje koncentracije elementarnog sumpora (S8) u ulju prema IEC TR 62697-3

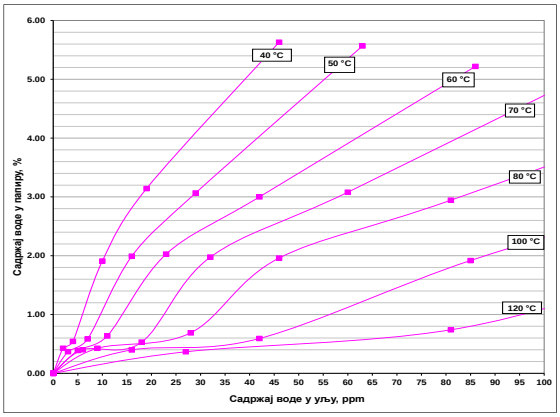
IEC TR 62697-3 metoda podrazumeva određivanje tačne koncentracije elementarnog sumpora (S8) u ulju gasnom hromatografijom sa EC detektorom, GC-ECD (slika 3.8). Princip analize je isti kao kod određivanja sadržaja DBDS.

4. NOVE METODE ZA PROCENU POTROŠENOG RADNOG VEKA TRANSFORMATORA

Relativno nova metoda za procenu utrošenog životnog veka ET je metoda procene **stepena polimerizacije papira na osnovu sadržaja derivata furana u ulju**. Na razvoju ove metode radi se već više od 30 godina. U dostupnoj

literaturi prisutan je veći broj jednačina koje povezuju sadržaj 2-FAL u ulju i DP papira. Pomenute jednačine nisu sasvim precizne, jer su nastale u laboratorijskim eksperimentima, i ne uključuju u sebe zavisnost sadržaja furana u ulju od temperatutre i vlage, pa su nastojanja da se ova metoda unapredi u svetu i dalje aktuelna.
Procena DP papira ET u pogonu vrši se korišćenjem ukupnog priraštaja sadržaja 2-FAL u ulju nastalog degradacijom papirne izolacije tokom svih godina pogona.
Prilikom procene stanja celulozne izolacije, na bazi sadržaja derivata furana u ulju, neophodno je znati tačnu radnu temperaturu ispitanog ulja, kao i sadržaj vlage u celuloznoj izolaciji ET. Sadržaj vlage u celuloznoj izolaciji se ne može direktno meriti dok je transformator u upotrebi, već se vrši procena ovlaženosti izolacije putem električnih ili hemijskih metoda.
U okviru studije [14], izrađeni su dijagrami zavisnosti DP od sadržaja 2-FAL u ulju za sadržaj vode u celuloznoj izolaciji od 1-1,5% i 3-4% i temperaturu starenja od 105 °C.
Posmatranjem dijagrama iz literature, može se uočiti veliki uticaj i temperature i vlage na rastvorljivost derivata furana u ulju.

Procena ovlaženosti IS transformatora ima važnu ulogu u proceni utrošenog životnog veka, zbog uticaja koji vlaga ima na rastvorljivost derivata furana u ulju, ali je isto tako važna i u proceni preostalog životnog veka ET, jer prisustvo vlage značajno povećava brzinu degradacije celuloze.
U literaturi postoji veći broj ravnotežnih krivih, ali često nije jasno koji su materijali korišćeni pri njihovoj izradi, kao ni način na koji su krive dobijene. Kao rezultat projekta renomiranog proizvođača transformatora, Alstom Grid (danas General Electric) i Instituta Nikola Tesla Beograd izrađene su krive na osnovu laboratorijskih eksperimenata, korišćenjem kraft papira i presborda, u masenim odnosima bliskim energetskim transformatorima velike snage. To su krive Perrier-Lukic, slika 8, i pokazale su veoma dobro slaganje sa drugim ravnotežnim dijagramima, ali i sa procenama dobijenim na osnovu rezultata električnih merenja metodom FDS. Ove su krive implementirane u bazu podataka Instituta, tako da program na osnovu sadržaja vode izmerene u ulju i temperature izračunava sadržaj vlage u celulozi.



Slika 8. Ravnotežni dijagrami za mineralno ulje i normalan kraft papir Perrier-Lukic [15,40]

Procena sadržaja vode u celuloznoj izolaciji transformatora, zasnovana na merenju sadržaja vode u ulju i primeni ravnotežnih dijagrama, može biti veoma pogodan alat za praćenje rada transformatora, naročito ukoliko postoji on- line praćenje radne temperature i sadržaja vode u ulju, što povremeno treba proveriti ispitivanjem u laboratoriji.
S obzirom da se radi o proceni, a ne direktnom merenju, u primeni metode FDS i metode zasnovane na merenju sadržaja vode u ulju i primeni ravnotežnih dijagrama postoje određena ograničenja.
Najtačniji rezultati procene sadržaja vode u čvrstoj izolaciji dobijaju se kombinacijom metode FDS i metode pomoću ravnotežnih dijagrama.
Ova problematika je u radu delimično izneta, a intenzivno se obrađuje u međunarodnoj radnoj grupi “CIGRE WG A2.55: Life Extension of Power Transformers“.

5. REZULTATI ISPITIVANJA

Nove metode (deo je prezentovan u radu dok nove metode električnih ispitivanja nisu prezentovane) za 3 komada ET su prikazane u tabeli. U tabeli 2. se može videti uticaj novih metoda (označenih kao “unapređene”) na indekse zdravlja transformatora (IZ – indeks zdravlja). Unapređena metoda je obuhvatila sadržaj metanola u ulju i kvantifikaciju korozivnih sumpornih jedinjenja.
Većinom je element teretna regulaciona preklopka dobijao manju ocenu (nije tema ovog rada), dok su dva ET dobila lošiju ocenu na osnovu GH analize uz uvažavanje izmerenog povišenog sadržaj metanola u ulju. Na osnovu prikazanih rezultata, može se zaključiti da nema značajnije razlike u vrednosti ukupnog indeksa zdravlja, jer je su svi transformatori već bili u kategoriji lošije ocene, ali da je kod transformatora primećen trend smanjenja indeksa zdravlja (tabela 2).

ET koji je predmet ispitivanja	Metodologija	Godina proizvodnje	Fabrički broj	IZ (0-3)
				IZ
TS Topola, T2	Važeća	1986	09862029	**1,83**
	Unapređena	1986	09862029	**1,75**
TS Ljubovija, T1	Važeća	1957	333005	**1,84**
	Unapređena	1957	333005	**1,64**
TS Valjevo 1, T2	Važeća	1982	09821725	**2,72**
	Unapređena	1982	09821725	**2,55**

Tabela 2. Uporedna tabela Indeksa zdravlja sa primenjenim novim markerima degradacije

Napomena – kratko pojašnje u vezi IZ:
Proračun indeksa zdravlja se izračunava na osnovu jednačine (2):

$$IZ = O_{e\min} + \frac{\sum_{i=1}^{n} O_{ei} \cdot W_{ei} - \sum_{i=1}^{n} O_{e\min} \cdot W_{ei}}{\sum_{1}^{n} 3 \cdot W_{ei} - \sum_{i=1}^{n} O_{e\min} \cdot W_{ei}} \quad (2)$$

Pri čemu je *Oei* ocena koju dobija svaki ključni element i nalazi se u opsegu od 0 do Oei ≤ 3, gde je *Wei* težinski faktor elementa, a Oemin je celobrojni deo najmanje ocene stawa od svih elemenata koji ulaze u proračun indeksa zdravlja ET.
Tipično se kao ključni elementi transformatora biraju oni delovi čije stanje se može relativno pouzdano opisati na osnovu rezultata merenja hemijskih i električnih ispitivanja i vizuelnih kontrola.
Metodologija koja je trenutno u primeni u postrojenjima EPS-a predviđa izračunavanje indeksa zdravlja na osnovu sagledavanja stanja osam ključnih delova transformatora:
1) Magnetno kolo
2) Namotaji (stanje geometrija i stanje električnih spojeva, kontakata namotaja)
3) Čvrsta izolacija namotaja
4) Prolazni izolatori
5) Teretna regulaciona preklopka (TRP)
6) Aktivni deo (namotaji, kontakti, magnetno kolo i birački deo TRP) - stanje aktivnog dela na osnovu sadržaja gasova rastvorenih u ulju (GH)
7) Transformatorsko ulje
8) Transformatorski sud, rashladni sistem, dilatacioni sud i pomoćna oprema.

U tabeli 3 data je tabela sa vrednostima indeksa zdravlja i preporukama za održavanje na osnovu istih:

Vrednost indeksa zdravlja	Ocena	Preporuka
3	Dobro	Nastaviti sa redovnom dinamikom ispitivanja, nisu potrebne vanredne intervencije
2 ≤ IZ < 3	Prihvatljivo	Potrebno je vršiti učestalija ispitivanja prema dinamici navedenoj od strane stručnjaka, još uvek nisu potrebne intervencije, prati se stanje
1 ≤ IZ< 2	Sumnjivo	U narednom periodu je potrebno planirati intervenciju/popravku ili dodatna ispitivanja, postoji trend pogoršanja stanja
IZ < 1	Loše	Potrebno je izvršiti intervencije u prvom mogućem terminu, transformator nije za pogon

Tabela 3: Primer graničnih vrednosti kojim se mogu kvantifikovati pogonska stanja transformatora na osnovu indeksa zdravlja (IZ)

6. ZAKLJUČAK

Markeri degradacije koji se već koriste i novi čija se primena predlaže će u mnogome predupreditи probleme u radu transformatora i produžiti im životni vek. Jedan od uslova za to je da se primenjuju metode revitalizacije ET. Unapređenje metoda za procenu brzine starenja izolacionog sistema, omogućava donošenje pravovremenih odluka o primeni odgovarajuće korektivne mere, ulaganju u revitalizaciju ili nabavku nove opreme.
Produženje životnog veka podrazumeva bolju kontrolu faktora koji utiču na degradaciju izolacionog sistema ET. U okviru međunarodne CIGRE u 2016. godini osnovana je radna grupa CIGRE A2.55 koja se bavi metodama za produženje životnog veka ET. Neke od metoda za produženje životnog veka ET su: degaziranje ulja, sušenje i regeneracija izolacionog sistema, eliminacija curenja, održavanje niskog sadržaja kiseonika, smanjenje radne temperature modifikacijom sistema za hlađenje, rad pod smanjenim opterećenjem.

LITERATURA

[1] IEC 60422/2013 "Uputstvo za održavanje i nadzor mineralnih izolacionih ulja u elektrotehničkoj opremi"
[2] EPS Interni standard: “Ispitivanje izolacionih ulja”, EPS IS 26-1, mart 2014.
[3] Studija za EPS: „Savremene metode i uređaji za ispitivanje, monitoring i dijagnostiku stanja energetskih i mernih transformatora“, 2010.
[4] CIGRE Technical Brochure 349: Moisture equilibrium and moisture migration withing transformer insulation systems, 2008.
[5] M. Koch, S.Tenbohlen, „Wasser in Leistungstransformatoren - Richtig messen und den Zustand beuteilen“, Stuttgarter Hochspannungs - Symposium 15.-16.Marz 2006, Leinfelden
[6] D.Mihajlović, J.Janković, V.Vasović, J.Lukić „Metode za produženje životnog veka transformatora – od dijagnostike stanja do postupaka revitalizacije“, V savetovanje, CG CO CIGRE, 09.– 12.05.2017, Bečići.
[7] CIGRE TB 779: Field experience with transformer solid insulation ageing markers, 2019.
[8] ML. COULIBALY, C. PERRIER and M. MARUGAN, GE Grid Solutions, France, Assessment of Methanol as cellulose aging marker in mineral and ester oils, CIGRE 2016, Pariz
[9] Zhongdong Wang, Recent transformer Research result, Life of a Transformer Seminar, 25-28 October 2016, Dublin, Ireland
[10] CIGRE TB 625: Copper Sulphide Long-term mitigation and Risk Assessment, July 2015
[11] J. Lukić, V. Vasović, D. Mihajlović, J. Janković, N. Kovačević, V. Ivančević, S. Milosavljević, „PCB dekontaminacija energetskih transformatora i trajno rešavanje problema korozivnog sumpora primenom patentirane tehnologije dehlorinacije i desulfurizacije ulja“, V savetovanje, CG CO CIGRE, 09.– 12.05.2017, Bečići
[12] J.Janković, J.Lukić, V.Vasović, J.Planojević, B.Pejović, V.Ostraćanin, R.Todorović „Unapređenje dijagnostike stanja energetskih transformatora uvođenjem novih ispitnih metoda i problemi eksploatacije transformatora sa uljem koje sadrži korozivni sumpor“, CIGRE Srbija, 2019.
[13] Studija broj 413037: „Analiza rizika eksploatacije ulja koja sadrže korozivni sumpor”, JP EPS 2014
[14] Studija broj 417061: „Istraživanje fenomena degradacije izolacionog sistema i procena životnog veka (eksperimentalni transformator na TENT-u)“, JP EPS 2017

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R1-14

POJAVA OTKAZA PRILIKOM EKSPLOATACIJE ŠTAPNIH KOMPOZITNIH IZOLATORA ZA DISTRIBUTIVNE NADZEMNE VODOVE

OCCURRENCE OF FAILURES DURING THE EXPLOITATION OF LONG ROD COMPOSITE INSULATORS FOR DISTRIBUTION OVERHEAD LINES

Vladimir ALEMPIJEVIĆ, GPS Insulators, Republika Srbija
Dimitrije ANĐELKOVIĆ, GPS Insulators, Republika Srbija
Milica VLAISAVLJEVIĆ, GPS Insulators, Republika Srbija
Nemanja VASILJEVIĆ, GPS Insulators, Republika Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Štapni kompozitni izolatori za distributivne nadzemne vodove su izolatori sačinjeni od kombinacije kućišta od silikonizovane gume, jezgra od poliestera armiranog staklenim vlaknima i krajnjih delova od metala – fitinga. Oni su sve više zastupljeni u distributivnim nadzemnim vodovima, zbog manje mase, niže cene i jednostavnije ugradnje i počinju da potiskuju štapne porcelanske izolatore. Međutim štapni kompozitni izolatori, podložni su određenim tipovima otkaza, kako kućišta tako i jezgra samog izolatora. U ovom radu se ukazuje na tipove otkaza i uzroke njihove pojave prilikom eksploatacije kompozitnih izolatora za distributivne nadzemne vodove. Predstavljena je i uporedna analiza karakteristika štapnih izolatora od kompozita i porcelana, ali i ekonomska analiza isplativosti ugradnje jednog i drugog tipa.

Ključne riječi: štapni kompozitni izolator, otkaz, štapni porcelanski izolator

ABSTRACT

Long rod composite insulators for distribution overhead lines are insulators made of a combination of siliconized rubber housing, glass fiber reinforced polyester core and metal end parts - fittings. They are increasingly represented in distribution overhead lines, due to their smaller mass, lower price and simpler installation and there are beginning to supplant porcelain long rod insulators. However, long rod composite insulators are subject to certain types of failure both of the housing and the core of the insulator itself. This paper indicates the types of failure and the causes of their occurrence during the exploitation of composite insulators for distribution overhead lines. A comparative analysis of the characteristics of long rod insulators made of composite and porcelain was presented, as well as an economic analysis of the cost-effectiveness of installing one and the other type.

Key words: long rod composite insulator, failure, long rod porcelain insulator

Vladimir Alempijević – v.alempijevic@gps.co.rs
Dimitrije Anđelković – d.andjelkovic@gps.co.rs
Milica Vlaisavljević – m.vlaisavljevic@gps.co.rs
Nemanja Vasiljević - n.vasiljevic@gps.co.rs

1. UVOD

Distributivni nadzemni vod je skup elemenata koji služe za nadzemno vođenje provodnika koji prenose i razvode električnu energiju. Jedna od važnijih karakteristika nadzemnih vodova je izolacija distributivnih nadzemnih vodova. Izolacija distributivnih nadzemnih vodova je vazduh, ali na mestima gde se provodnici postavljaju na stubove neophodno ih je dodatno izolovati izolatorima. Izolatori provodnike električno odvajaju (izoluju) od stubova i njihovih uzemljenih delova. Istovremeno izolatori imaju važnu mehaničku ulogu, time što težinu provodnika, kao i dodatni teret (usled vetra, leda, snega) sa provodnika prenose na stub. Izolatori moraju imati odgovarajuća električna i mehanička svojstva i moraju biti otporni na atmosferske i uticaje sredine. Takođe, izolatori u eksploataciji ne smeju brzo stariti i moraju biti ekonomski isplativi.

Rad je podeljen u tri celine. Prva celina predstavlja teorijsku osnovu vezanu za štapne izolatore. U drugoj celini su opisani tipovi otkaza štapnih izolatora sa izolacionim delom od kompozita, dok je u trećoj celini izvršena uporedna analiza štapnih izolatora sa različitim materijalima izolacionih delova na osnovu njihovih karakteristika i ekonomske isplativosti. Shodno tome, može se utvrditi koji štapni izolatori za distributivne nadzemne vodove su najperspektivniji i ekonomski najisplativiji na duži vremenski period.

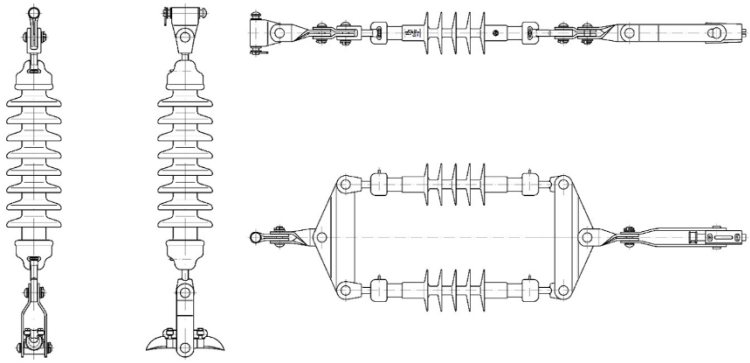
2. UOPŠTENO O ŠTAPNIM IZOLATORIMA

Izolatori su komponente nadzemnog voda, montirani između provodnika pod naponom i uzemljenih delova stubova, i kao takvi su istovremeno podvrgnuti mehaničkim i električnim naprezanjima, [1].
Prema standardu IEC 60383-1, postoje tri tipa izolatora za nadzemne vodove:

1. Izolatori za nosač
2. Potporni izolatori za vod
3. Jedinice izolatorskog niza

Rad se bazira na štapnim izolatorima, koji zajedno sa kapastim izolatorima čine treći tip izolatora. Štapni izolatori se razlikuju u odnosu na kapaste izolatore u tome što oni predstavljaju izolatore klase A, tačnije izolatore čija je najkraća staza proboja kroz čvrsti materijal tela izolatora najmanje jednaka polovini preskočnog razmaka, [2]. Izolatori klase A se takođe nazivaju i neprobojni izolatori, što predstavlja jednu od najvećih prednosti u odnosu na izolatore klase B, koji se još nazivaju i probojni.

Štapni izolatori se sastoje od jednog približno cilindričnog izolacionog dela sa krilima, dok su na krajevima opremljeni spoljašnjim ili unutrašnjim armaturama od metala, [3]. Pored pomenute podele na klase A i B, štapni izolatori se mogu podeliti i prema materijalu izolacionog dela. Materijali izolacionog dela štapnih izolatora koji su trenutno najzastupljeniji u eksploataciji su porcelan i silikonizovana guma. Štapni izolatori se koriste u sklopu nosećih ili zateznih izolatorskih lanaca, primeri su prikazani na slici 1.



Slika 1 - Primena porcelanskih štapnih izolatora u sklopu jednostrukog nosećeg lanca (levo) i kompozitnih štapnih izolatora u sklopu dvostrukog zateznog izolatorskog lanca(desno)

Štapne izolatore opisuju sledeće karakteritike:

- Podnosivi atmosferski udarni napon;
- Podnosivi napon industrijske frekvencije na kiši;
- Specifično mehaničko prelomno opterećenje;
- Najveća nominalna dužina izolatora;
- Najveći nominalni prečnik izolacionog dela;
- Minimalna nominalna dužina puzne staze;
- Standardni spoj.

3. OTKAZI ŠTAPNIH IZOLATORA SA IZOLACIONIM DELOM OD KOMPOZITA

Štapni izolator čiji je izolacioni deo izrađen od porcelana se već godinama smatraju “tradicionalnim izolatorima” zbog široke rasprostranjenosti širom sveta. Međutim, poslednjih godina je upotreba kompozitnih izolatora u porastu na globalnom nivou. Zbog svojih prednosti kao što su manja težina, ekonomičnost, visoka tolerancija oštećenja, otpornost na udarce, jednostavnost ugradnje, počeli su da potiskuju štapne izolatore od porcelana. Primeri izgleda štapnih izolatora sa različitim meterijalima izolacionih delova su prikazani na slici 2.

Slika 2 - Štapni izolator sa izolacionim delom izrađenim od silikonizovane gume (levo) [4] i štapni izolator sa izolacionim delom izrađenim od porcelana (desno)

Međutim, iskustvo u eksploataciji otkrilo je i mane štapnih kompozitnih izolatora, odnosno da su podložni određenim vrstama otkaza, kako izolacionog dela od silikonizovane gume, odnosno kućišta izolatora, tako i jezgra izolatora, koje je izrađeno od poliestera ojačanog staklenim vlaknima. To su otkazi izolatora koji znatno skraćuju njihov životni vek i to je glavni razlog zbog čega su i dalje u velikom zaostatku za "tradicionalnim" porcelanskim izolatorima.

U radu su istaknuti najzastupljeniji otkazi kompozitnih izolatora, a to su degradacija kućišta kompozitnih izolatora kao posledica njihovog starenja [4] i krti prekid jezgra kompozitnih izolatora, čiji je glavni uzrok azotna kiselina, formirana kao rezultat aktivnosti parcijalnog pražnjenja, [5].

Kao rezultat direktne izloženosti kompozitnog štapnog izolatora radnim uslovima i okruženju, odnosno konstantne izloženosti izolatora elektro-mehaničkom opterećenju, kućište kompozitnog izolatora vremenom propada i dolazi do njegove degradacije različitih tipova. Prva alarmantna pojava je smanjenje, odnosno potpuni gubitak hidrofobnosti spoljašnjeg sloja kućišta od silikonizovane gume (slika 3), koja vremenom dovodi do ozbiljnijih degradacija [4] kao što su:

1. Pojava krede
2. Promena boje spoljašnje površine kućišta izolatora
3. Pojava prslina na spoljašnjoj površini kućišta izolatora
4. Manja erozija kućišta
5. Manja odvajanja krila izolatora od ostatka kućišta
6. Manja cepanja kućišta

Slika 3 - Uporedni prikaz hidrofobnog kućišta kompozitnog izolatora (levo) i kućišta izolatora koje je izgubilo hidrofobnost (desno) [5]

Ukoliko se pravovremeno uoče rani znakovi degradacije kućišta kompozitnih izolatora, najbolje ih je zameniti novim, ispravnim izolatorima. Progresijom degradacije i spoljašnjim uticajima, što uključuje i nepažljivo rukovanje izolatorima, dolazi do većih oštećenja kućišta kompozitnog izolatora, koja u velikom broju slučajeva zbog pogoršavanja njegovih karakteristika rezultiraju potpunim otkazom kompozitnog izolatora. U zavisnosti od uzroka njihovog nastanka, oštećenja kućišta izolatora se mogu podeliti na tipove [5]:

1. Izloženost jezgra okolini
2. Razdvajanje segmenata kućišta
3. Erozija kućišta
4. Proboj izolacije kućišta
5. Prekid ili pukotina kućišta
6. Stvaranje provodnih staza i karbonizacija kućišta

Međutim, veći razlog za brigu su kvarovi i otkazi koji se javljaju unutar kućišta, odnosno kvarovi i otkazi jezgra kompozitnog izolatora. Među takvima je najčešći krti prekid jezgra od poliestera armiranog staklenim vlaknima. Ovakvi kvarovi i otkazi dolaze kao posledica formiranja azotne kiseline na izolatorima, a sve zbog aktivnosti parcijalnog pražnjenja kojima su izolatori izloženi prilikom eksploatacije. Niz studija je utvrdio da ova kiselina dovodi do korozije, a zatim i otkaza jezgra izolatora, u vidu krtog prekida (slika 4).

Slika 4 - Krti prekid jezgra kompozitnog izolatora [5]

Krti prekid je uobičajeni izraz za otkaz jezgra izolatora izazvan korozijom štapa izrađenog od poliestera, armiranog staklenim vlaknima. Ovaj mehanizam otkaza rezultira potpunim mehaničkim odvajanjem jezgra (obično u blizini krajeva izolatora od metala), a može da se javi pri vrednostima mehaničkog opterećenja znatno ispod vrednosti nazivne mehaničke čvrstoće izolatora, [5].

Štapni izolatori, takođe mogu biti izloženi kritičnim opterećenjima savijanja pri montaži provodnika. Ova opterećenja savijanja treba da se izbegavaju kad god je to moguće. Izlaganje izolatora kritičnim opterećenjima savijanja može da prouzrokuje velike otklone izolatora, što može da izazove njegova značajna oštećenja i gubitak mehaničkog integriteta izolatora, [6].

4. KOMPARACIJA ŠTAPNIH IZOLATORA SA IZOLACIONIM DELOM OD KOMPOZITA I ŠTAPNIH IZOLATORA SA IZOLACIONIM DELOM OD PORCELANA

U nastavku rada su prikazana ekonomska, kao i komparacija karakteristika štapnih izolatora sa izolacionim delom od porcelana i onih sa izolacionim delom od kompozita.

4.1. Komparacija karakteristika

Analiza karakteristika (tabela 1) je izvršena upoređivanjem nekoliko faktora koji su ključni u eksploataciji štapnih izolatora.

Tabela 1 - Prednosti i mane štapnih izolatora sa različitim materijalima izolacionih delova

Faktor	Štapni izolator sa izolacionim delom od porcelana	Štapni izolator sa izolacionim delom od kompozita
Masa	Veća	Manja
Hidrofobnost	Ne	Da
Otpronost na vandalizam	Manja	Veća
Iskustvo u primeni i proizvodnji	Veće	Manje
Starenje	Ne	Da

Životi vek	Veći	Manji
Varijacije u dizajnu, materijalima i proizvodnim tehnikama	Male	Velike

Prvi razmatran faktor jeste masa izolatora. Štapni izolatori sa izolacijom od kompozita imaju manju masu od onih sa porcelanskim izolacionim delom. Prednost manje mase rezultira ekonomičnijim dizajnom stubova ili alternativno omogućava povećanje napona postojećih sistema bez promene dimenzija stubova, [7].

Faktor koji je u početku u potpunosti davao prednost štapnim izolatorim sa izolacijom od kompozita je hidrofobnost. Oni su smatrani vrstom izolatora koji su u velikoj meri otporniji i bolji za upotrebu u zaprljanijim sredinama. Ovu tvrdnju su potkrepili odlični rezultati sa ispitivanja novih izolatora pri preskočnim naponima. Bolje su se pokazali i pri ispitivanjima u veštačkim uslovima zagađenja, jer se na njihovu površinu ne gomilaju nečistoće. Upotrebom i monitoringom štapnih izolatora sa izolacionim delom od kompozita u radnim uslovima došlo se do zapažanja da se hidrofobnost sa godinama smanjuje, te se sve dobre osobine koje je hidrofobnost donosila kroz godine eksploatacije smanjuju. Naime, gubitak hidrofobnosti izaziva povećanje struja curenja, pojavu preskoka i u najgorim slučajevima potpuni otkaz ove vrste izolatora.

Štapni izolatori sa izolacionim delom od porcelana su skloniji ozbiljnijim oštećenima od vandalizma. Najčešći uzrok oštećenja je metak ili bilo koji objekat koji uzrokuje da porcelanski izolatori budu nepovratno oštećeni, tj. da delovi izolatora budu polomljeni.

Izolatori sa izolacionim delom od porcelana su počeli da se primenjuju pre oko 140 godina i u upotrebi su još uvek. Prvi izolatori sa izolacionim delom od kompozita počeli da se ugrađuju u energetske sisteme pre oko 65 godina, dok je dizajn izolatora koji se danas primenjuje razvijen kasnijih devedesetih godina. Može se zaključiti da je iskustvo u primeni i proizvodnji izolatora sa izolacionim delom od kompozita mnogo manje. Takođe, uz mali broj godina primene i proizvodnje, mora se dodati i to da se tehnika izrade delova izolatora kao i izolatora u celosti stalno menja i poboljšava, te da se i prethodno iskusvo ne može uzimati sa potpunom sigurnošću. Faktori koji se nadovezuju na prethodno analiziran faktor su starenje i životni vek. Iskustvo primene i proizvodnje štapnih izolatora sa izolacionim delom od porcelana procenjuje da je životni vek ovog tipa izolatora preko 50 godina i da se za procenjeni životni vek ne pojavljuju znakovi starenja izolacionog materijala. Kod izolatora od kompozita životni vek je duplo manji. Starenje štapnih izolatora sa izolacionim delom od kompozita je realnost, al nije moguće predvideti njegovu brzinu, jer na nju utiče mnogo faktora: UV zračenje, učestalost kiša, zagađenje, električno polje, vrsta izolacionog materijala, način proizvodnje, itd.

Standardne karakteristike štapnih izolatora sa izolacionim delom od porcelana su definisane standardom IEC 60433, dok su standardne karakteristike štapnih izolatora sa izolacionim delom od kompozita definisane standardima IEC 61466-1 i IEC 61466-2. U tabeli 2 dat je prikaz standardnih štapnih izolatora koji se primenjuju na srednjenaponskim distributivnim vodovima na nazivnim naponima 35 kV, oba tipa izolatora imaju potpuno istu primenu, jedina razlika je materijal izolacionog dela. Iz tabele 2 se može zaključiti da je većina standardnih karakteristika identična i da su ova dva izolatora u mnogome ista. Standard za štapne izolatore sa izolacionim delom od porcelana definiše vrednosti maksimalne nominalne ugradbene dužine, dok su u standardu za štapne izolatore sa izolacionim delom od kompozita definisane vrednosti za najmanje dužine preskočnog razmaka. Specificirana je najmanja dužina preskočnog razmaka, pre nego najveća nazivna dužina izolatora (rastojanje između spojeva), zato što raznolikost tipova i materijala opreme za zatezno prihvatanje, u vreme ovog izdanja, čini nepraktičnim da se standardizuje dužina sekcije, [8]. Ovako nedovoljno definisanim zahtevom za bitnom standardnom karakteristikom standard IEC 61466-2 je napravio veliki prostor greškama u dizajnu izolatora i koordinacije izolacije vodova. Definisanom maksimalnom vrednosti nominalne ugradbene dužine indirektno je postavljena i maksimalna granica dužine preskočnog razmaka i greške u dizajnu su svedene na minimum. Dužina preskočnog razmaka izolatora igra veliku ulogu u koordinaciji izolacije, pogotovo kod distributivnih vodova, jer je ona vezana za vrednost preskočnog atmosferskog udarnog napona. Odabir izolatora sa prevelikom dužinom preskočnog razmaka će ukloniti mogućnost pojave preskoka pri pojavi većih udarnih prenapona od definisanih pravilnikom. Ovo znači da se nikada neće dešavati kvar na dalekovodnoj liniji izazvan preskokom, ali će se veća vrednost pomenutog napona preneti dalekovodom u transformatorske stanice koje su opremljene mnogo skupljim elementima i na taj način neizbežan preskok će se desiti tamo gde ne treba i tamo će izazvati mnogo veći kvar.

Tabela 2 - Prikaz standardnih karakteristika

Standardne karakteristike	**Štapni izolator sa izolacionim delom od porcelana**	**Štapni izolator sa izolacionim delom od kompozita**
Standardne oznake	L 100 B 170	CS 100 S16 S16-170/580

Podnosivi atmosferski udarni napon	170 kV	170 kV
Podnosivi napon industrijske frekvencije, na kiši	70 kV	70 kV
Specificirano mehaničko opterećenje	100 kN	100 kN
Maksimalni nominalni prečnik izolacionog dela	180 mm	200 mm
Minimalna nominalna dužina puzne staze	576 mm	580 mm
Najmanja dužina preskočnog razmaka	/	285 mm
Maksimalna nominalna ugradbena dužina	450 mm	/
Veličina spoja	16	16

4.1. Ekonomska komparacija

Ekonomska komparacija ne bi bila potpuna, već bi bila prilično površna, kad bi se vršila samo na osnovu analize cena kompatibilnih predstavnika oba tipa izolatora. Kako bi postojala što realnija ekonomska komparacija, potrebno je analizi cena izolatora pridružiti i druge podjednako važne faktore. Mala masa izolatora sa izolacionim delom od kompozita umanjuje potrebno vreme za montažu i eliminiše angažovanje velikih dizalica, što utiče na smanjenje cene montaže. Takođe, manja masa utiče i na smanjenje cene transporta.

Cene izolatora sa izolacionim delom od kompozita su manje za više od 10% u odnosu na cene izolatora sa izolacionim delom od porcelana. Jednostavniji i kraći proces proizvodnje izolatora sa izolacionim delom od kompozita je jedan od razloga manje cene izolatorske jedinice u poređenju sa cenom izolatorske jedinice izolatora sa izolacionim delom od porcelana. Na razliku u cenama utiče i kvalitet kompozita, dizajn, proces izrade, itd. Na primer kod izolatora od silikonizovane gume veći udeo silikona u materijalu znatno utiče na povećanje cene. Većim procentom silikona u materijalu obezbeđuje se da gubitak hidrofobnosti izolatora bude usporeniji, samim tim i životni vek izolatora je veći.

Pri ekonomskim komparacijama treba imati u vidu da je životni vek porcelanskih izolatora veći od 50 godina, dok je procenjen životni vek kompozitnih izolatora oko 25 godina. Ovo znači da je u toku životnog veka porcelanskog izolatora, potrebno izvršiti barem jednu zamenu kompozitnih izolatora koji su u eksploataciji novim, što u mnogome povećava troškove, ali što je bitnije smanjuje pouzdanost distributivnog voda.

5. ZAKLJUČAK

Izolatori sa izolacionim delom od kompozita zauzimaju sve veći udeo u tržištu. Njihova najveća prednost pored male mase je hidrofobnost, međutim utvrđeno je da se hidrofobnost smanjuje u toku životnog veka ovih izolatora i da ona sa vremenom postaje njihova slaba tačka. Sa druge strane porcelanski štapni izolatori su robusno, ali veoma pouzdano rešenje za izolaciju distributivnih nadzemnih vodova. Pouzdanost, odnosno neprekidnost snabdevanja potrošača električnom energijom predstavlja najvažniji aspekt kvaliteta isporuke električne energije i karakteriše se učestanošću i vremenom trajanja prekida napajanja potrošača. Distributivni nadzemni vodovi moraju, kako svojom konfiguracijom tako i pouzdanošću elemenata, obezbediti veoma visoku pouzdanost napajanja.

Mana izolatora sa izolacionim delom od porcelana je to što se na njihovoj površini taloži zaprljanje i salinitet, te dolazi do povećanja struja curenja tokom životnog veka. Ovo se može rešiti čišćenjem izolatora ili ugradnjom štapnih izolatora sa porcelanskim izolacionim delom obloženim slojem silikonizovane gume. Obloga od silikonizovane gume je hidrofobna, a i ukoliko se desi da hidrofobnost sa godinama nestane, izolator od porcelana će nastaviti da vrši svoju funkciju.

Još jedan od bitnih faktora koji favorizuju izolatore sa izolacionim delom od kompozita jeste njihova cena. Detaljnom ekonomskom analizom je uočeno da na dugoročnom planu njihova cena nije njihova prednost, jer je životni vek duplo kraći od životnog veka porcelanskih izolatora.

LITERATURA

[1] Anđelković Dimitrije, Vlaisavljević Milica, Alempijević Vladimir, "Proboj porcelanskih kapastih izolatora", Cigre Srbija 2023

[2] IEC 60383-1, „Insulators for overhead lines with a nominal voltage above 1 kV - Part 1: Ceramic or glass insulator units for a.c. systems - Definitions, test methods and acceptance criteria", 2023

[3] IEC 60433, „Insulators for overhead lines with a nominal voltage above 1 kV - Ceramic insulators for a.c. systems - Characteristics of insulator units of the long rod type ", 1998

[4] Anđelković Dimitrije, Alempijević Vladimir, "Degradacija kućišta kompozitnih izolatora za distributivne nadzemne vodove kao posledica starenja", CIRED Srbija, 2022

[5] Anđelković Dimitrije, "Krti prekid jezgra kompozitnih izolatora", CIGRE Srbija, 2021

[6] IEC 61109, "Insulators for overhead lines - Composite suspension and tension insulators for a.c. systems with a nominal voltage greater than 1 000 V - Definitions, test methods and acceptance criteria", 2008

[7] Mackevich, J., Shah, M.,."Polymer outdoor insulating materials. Part I: Comparison of porcelain and polymer electrical insulation", IEEE Elect. Insul. Mag., 1997

[8] IEC 61466-2, "Composite string insulator units for overhead lines with a nominal voltage greater than 1 000 V – Part 1 : Standard strength classes and end fittings", 2016

CIRED CRNA GORA

I SAVJETOVANJE O ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R1-15

POUZDANOST TRANSFORMATORSKIH STANICA 110/SN KV/KV

RELIABILITY OF HV/MV SUBSTATIONS

Dragoslav Perić, honorarni konsultant, Srbija
Vladimir Krnajski, Elektromreža Srbije AD, Srbija
Blažo Ivanović, Crnogorski elektroprenosni sistem, Crna Gora
Nebojša Petrović, Elektromreža Srbije AD, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Pouzdanost transformatorskih stanica (TS) 110/35 kV/kV i 110/10 kV/kV značajno utiče na pouzdanost napajanja srednjenaponskih distributivnih mreža, kao i na tranzit električne snage kroz mrežu 110 kV. Za proračun pouzdanosti ovih transformatorskih stanica (TS) primenjena je metoda selektivnog pretraživanja, gde su svi elementi šeme grupisani u funkcionalne blokove. Analizirane su jednopolne šeme tipa „H“ i njihove varijacije, odnosno proširenja, TS na visokonaponskoj strani (VN)u TS VN/SN sa različitim brojem dalekovodnih polja i različitim obimom ugrađene rasklopne opreme koje se nalaze u elektroenergetskom sistemu Republike Crne Gore. Za pokazatelje pouzdanosti opreme u TS VN/SN korišćeni su učestanost i vreme trajanja kvara. Izračunati su pokazatelji pouzdanosti: tranzita električne energije, transformacije pune snage i transformacije polovine snage. Na osnovu ovih pokazatelja predložene su manje korekcije šema i smernice za gradnju i razvoj novih postrojenja.

Ključne riječi: pouzdanost, transformatorske stanice VN/SN, H šema, elektroenergetski sistem Crne Gore

ABSTRACT

The reliability of the substations (SS) 110/35 kV/kV and 110/10 kV/kV significantly affects the reliability of the supply of medium-voltage (MV) distribution networks, as well as the transit of electrical power through the 110 kV network. To calculate the reliability of these SS, the method of selective search was applied, where all elements of the scheme are grouped into functional blocks. The H-arrangements of SS schemes, and some variations, on the high-voltage side (HV) in the HV/MV SS with different numbers of transmission fields and different volumes of installed switchgear in the power system of Montenegro were analyzed. For indicators of equipment reliability in SS HV/MV, the frequency and duration of failure were used. Reliability indicators which were calculated: electricity transit, full power transformation and half power transformation. Based on these indicators, minor corrections to schemes and guidelines for the construction and development of new SS were proposed.

Key words: Reliability, HV/MV Subtations, H-arrangement, Power system of Montenegro

dmperic@gmail.com (+381 63 655274); vladimir.krnajski@ems.rs (+381 64 8408421); blazo.ivanovic@cges.me (+382 67 886444); nebojsa.petrovic@ems.rs (+381 64 8408304)

1. UVOD

Pouzdanost napajanja potrošača (tj. učestanost i trajanje prekida napajanja) zavisi i od pouzdanosti TS VN/SN, odnosno od jednopolne šeme prema kojoj je izvedena TS i od pouzdanosti opreme u TS. Pouzdanost TS je određena primenom metode selektivnog pretraživanja [1-2]. Pokazatelji pouzdanosti za opremu u transformatorskoj stanici su preuzeti iz [2].

U radu [2] je obrađena pouzdanost H šema transformatorskih stanica VN/SN u elektroenergetskom sistemu Republike Srbije. Ovaj radi obrađuje pouzdanost ovakvih postrojenja u elektroenergetskom sistemu Republike Crne Gore, imajući u vodu da se, pored „čistih” H šema (bez dodatnih transformatorskih ili dalekovodnih polja, odnosno sabirničkih sekcija), kao i u Republici Srbiji, pojavljuje dosta modifikacija, najčešće proširenja H šema (Slika 1). U Tabeli 1 dat je pregled razmatranih TS VN/SN.

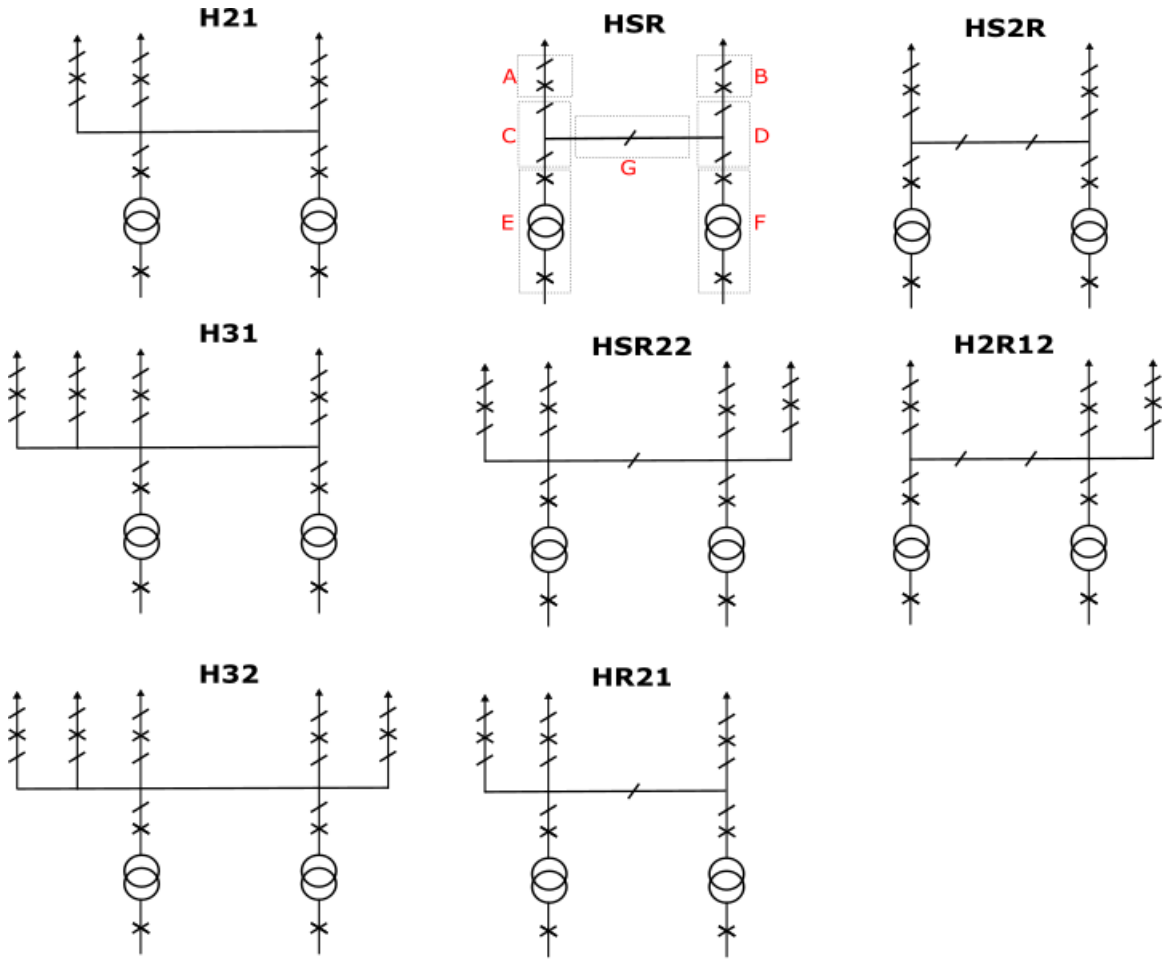
U drugom poglavlju ovog rada dat je skraćeni postupak proračuna iz [2], a u trećem rezultati tih proračuna, odgovarajuća analiza i preporuke.

2. PRORAČUN POUZDANOSTI TRANSFORMATORSKIH STANICA

Za proračun pouzdanosti VN postrojenja u TS VN/SN u ovom radu korišćena je metoda selektivnog pretraživanja [1], koja predstavlja prilagođenu metodu minimalnih preseka ranije korišćenu za analize ove vrste [2]. Metoda selektivnog pretraživanja uz učešće stručnjaka koji poznaju funcionisanje TS bez gubitka tačnosti omogućava jednostavnije modelovanje prostora stanja.

Primena metode obuhvata sledeće korake:

1. **Definisati funkcije postrojenja čiju pouzdanost treba ustanoviti** - prekid transformacije cele i polovine snage, nepotpuni tranzit električne energije;
2. **Formirati funkcionalne blokove za razmatrano postrojenje**. Funkcionalni blok čine oni elementi postrojenja koji su tako funkcionalno povezani da kvar ili planski remont bilo kog od ovih elemenata prekida rad drugih elemenata u bloku. Ponovni rad elemenata bloka uspostavlja se tek kada se obnovi element bloka koji je bio u kvaru ili u remontu. Učestanost i srednje vreme trajanja kvara za blok izračunavaju se iz pokazatelja pouzdanosti svih elemenata koji sačinjavaju blok;
3. Pregledom šeme postrojenja **utvrditi ispade blokova koji dovode do prekida razmatrane funkcije**;
4. **Sabirati pokazatelje učestanosti i neraspoloživosti blokova**, koji dovode do prekida razmatranih funkcija i odrediti za svaku funkciju odgovarajuće rezultujuće pokazatelje pouzdanosti;
5. U proračunima je uvažena učestanost pojave aktivnih kvarova opreme, u koje spada i otkaz delovanja prekidača.



Slika 1 – Šeme razmatranih postrojenja 110 kV u TS VN/SN

Na šemama na VN strani (Slika 1) nisu prikazani u izvodnim poljima sledeći elementi: naponski i strujni merni transformatori i odvodnici prenapona; u sabirničkim sekcijama nisu prikazani naponski transformatori i u transformatorskim poljima nisu prikazani odvodnici prenapona. Pokazatelji pouzdanosti opreme TS dati su u Tabeli 2 prema [2], za sve elemente šeme uključujući i merne transformatore i odvodnike prenapona koji nisu

prikazani na šemama na Slici 1. Za pokazatelje pouzdanosti korišćene su oznake f_k i r_k, za učestanost i trajanje kvara opreme, respektivno.

Tabela 1 – Struktura TS VN/SN u elektroenergetskom sistemu Crne Gore

Tip šeme	**TS VN/SN**
H21	Danilovgrad, Tivat
H31	Budva
H32	Berane
HSR	Andrijevica, Podgorica 3, 4 i 5
HSR22	Virpazar
HR21	Cetinje
HS2R	Kotor
H2R12	Kličevo

Učestanost *f*, neraspoloživost *u* i trajanje kvarova *r* blokova izračunava se pomoću izraza (sumom po *k* obuhvaćeni su svi elementi opreme jednog bloka):

$$f = \sum_k f_k \quad (1)$$

$$u = \sum_k r_k f_k \quad (2)$$

$$r = \frac{\sum_k r_k f_k}{f} = \frac{u}{f} \quad (3)$$

Tako se za blok A u šemi HSR sa Slike 1, sabiranjem vrednosti učestanosti za prekidač, rastavljač i merne transformatore, prema (1), dobija:

$$f = \sum_k f_k = 0{,}0014 + 0{,}0029 + 0{,}000874 + 0{,}000874 = 0{,}006\ ^1/_{\text{god}} \quad (4)$$

a za trajanje kvara:

$$r = \frac{\sum_k r_k f_k}{f} = \frac{0{,}0014*2{,}2+0{,}0029*4+0{,}0029*4*2}{0{,}006048} = \frac{0{,}021672}{0{,}006048} = 3{,}6\text{h} \quad (5)$$

Aktivni kvarovi su kvarovi blokova koji, po pravilu delovanjem relejne zaštite, izazivaju isključenje i drugih blokova, sve dok se za vreme *s* ne izvrše potrebne promene uklopnog stanja i funkcija postrojenja se ne obnovi. Za vreme obnavljanja korišćena je vrednost s = 0,25 h, a za udeo aktivnih kvarova u ukupnom broju kvarova f_a/f=0,25.

Tabela 2 – Pokazatelji pouzdanosti opreme

Element opreme	***f* (1/god)**	***r* (h)**
Energetski transformator VN/SN	0,0045	192
Naponski transformator	0,000874	4
Prekidač	0,0014	2,2
Rastavljač	0,0029	4
Sabirnice VN sa 2 priključka	0,000025	17,5
Strujni transformator	0,000874	4
Odvodnik prenapona	0,0003	4

3. REZULTATI PRORAČUNA

Rezultati proračuna prikazani su u Tabeli 3 i na Slici 2. Oznake šema u ovoj tabeli i na Slici 1 imaju sledeća značenja:

- **H** označava H šemu ili njenu modifikaciju;
- **S** označava da je šema simetrična;
- **R** i **2R** označavaju da u sabirničkom polju postaji jedan ili dva rastavljača; izostanak ovih oznaka označava da ne postoji sabirničko polje;
- brojevi na kraju oznake – broj vodova 110 kV na levom i desnom kraju šeme za proširene H šeme; izostanak brojeva označava da postoji samo po jedan vod levo i desno.

Obrađeno je ukupno 13 postrojenja i šema, pri čemu su šeme **HSR** i **H21** primenjene na ukupno četiri, odnosno dva postrojenja, respektivno. Šeme **HSR** i **HS2R** su standardne H šeme, a ostale šeme su proširene H šeme koje

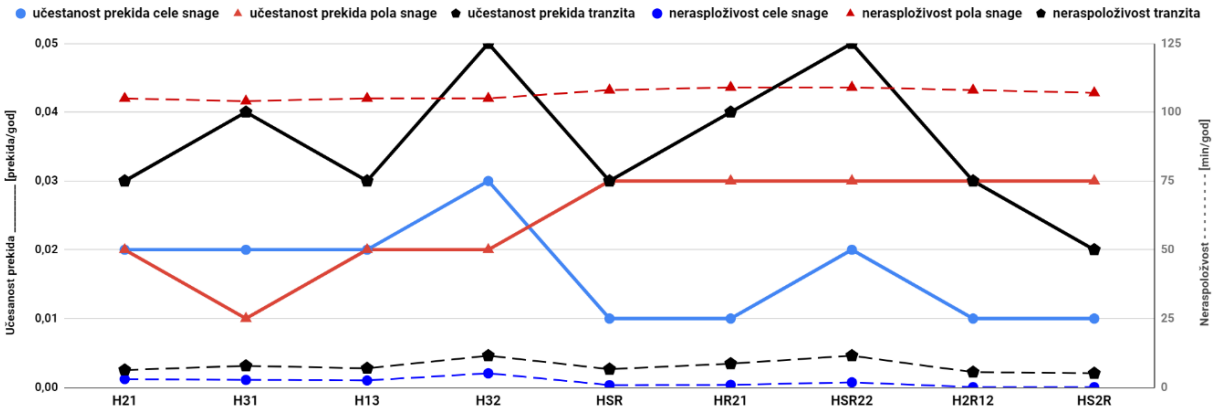
po pravilu nastaju tako što se H šemi tokom razvoja mreže i postrojenja dodaju novi vodovi. Šeme imaju po pravilu po jedan naponski transformator u svakoj sekciji, a izuzeci su navedeni u komentarima tabele.

Kada se posmatraju sve H šeme (uključujući i proširene) uočavaju se tri kategorije koje zavise od opremljenosti sekcionog polja (blok G na Slici 1): sa jednim (najbrojnije) i dva rastavljača (samo dve TS), i bez rastavljača (bez sekcionog polja). Bolja opremljenost sekcionog polja povoljno utiče na pokazatelje pouzdanosti.

Tabela 3 – Rezultati proračuna

		H21*	**H31**	**H13***	**H32****	**HSR**	**HR21**	**HSR22****	**H2R12**	**HS2R**	
Učesta-nost	cela snaga	0,02	0,02	0,02	0,03	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	kvar/god
	pola snage	0,02	0,01	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	
	tranzit	0,03	0,04	0,03	0,05	0,03	0,04	0,05	0,03	0,02	
Neraspolo-živost	cela snaga	3,0	2,7	2,5	5,1	0,8	0,9	1,8	0,1	0,1	min/god.
	pola snage	105	104	105	105	108	109	109	108	107	
	tranzit	6,3	7,8	6,9	11,5	6,6	8,6	11,5	5,5	5,1	
Broj TS		2	1	1	1	4	1	1	1	1	
* samo jedan naponski transformator u sabirnicama											
** bez naponskih transformatora u sabirnicama											

Razmatrane šeme razlikuju se i po broju vodova – od dva pet, kao po ukupnom broju elemenata – na primer broj naponskih transformatora. Manji broj vodova i opreme povoljno utiče na pokazatelje pouzdanosti.



Slika 2 – Učestanost prekida i neraspoloživost TS 110 kV

Najznačajnije razlike postoje za neraspoloživost tranzita i neraspoloživost transformacije cele snage. U Tabeli 4 prikazan je odnos ovih pokazatelja u odnosu na standardnu H šemu sa dva rastavljača u sabirničkom polju (šema **HS2R** na Slici 1). Tako, na primer, u šemi **HSR**, dodavanjem samo jednog rastavljača u sekciono polje, neraspoloživost funkcije transformacije cele snage se smanjuje osam puta.

Tabela 4 – Poređenje simetrične šeme sa dva rastavljača u sabirničkom polju sa ostalim šemama

Šema	**H21***	**H31**	**H13***	**H32****	**HSR**	**HR21**	**HSR22****	**H2R12**	**HS2R**
Neraspoloživost tranzita	123%	153%	136%	225%	128%	166%	223%	108%	100%
Neraspoloživost transformacije cele snage	3000%	2700%	2500%	5100%	800%	900%	1800%	100%	100%

Na osnovu analize rezultata za bolju pouzdanost šema TS 110 kV mogu se dati sledeće osnovne preporuke:

- bolje opremanje sekcionog polja, uključujući dodavanje prekidača između dva rastavljača, odnosno ukoliko u sekcionom polju ne postoji rastavljač (ili postoji samo jedan rastavljač), dodavanje bar dva rastavljača povoljno utiče na pouzdanost;
- ograničavanje broja vodova na manje od četiri;
- prelazak na dvostruki sistem sabirnica.

ZAKLJUČAK

Metodom selektivnog pretraživanja u radu su izračunati pokazatelji pouzdanosti 15 transformatorskih stanica 110 kV u elektroenergetskom sistemu Republike Crne Gore. Izračunate su učestanost prekida funkcija i neraspoloživost: tranzita, transformacije cele snage i polovine snage. Pokazano je da pouzdanost ovih funkcija najviše zavisi od opremljenosti sekcionog polja i broja vodova. Preporučeno je bolje opremanje sekcionog polja, uključujući najbolje dva rastavljača i prekidač, kao i ograničavanje broja vodova na manje od 4 ili prelazak na dvostruki sistem sabirnica.

LITERATURA

[1] J. Nahman, Dependability of Engineering Systems, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, 2002.
[2] D. Perić, M. Tanasković, V. Krnajski, N. Petrović, Pouzdanost H šema transformatorskih stanica visoki/srednji napon, Tehnika, godina LXX 2015. broj 2, str. 297-302

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R1-16

ЗНАЧАЈ РЕДОВНОГ ПРЕВЕНТИВНОГ ИСПИТИВАЊА СТАЊА ЕНЕРГЕТСКИХ ТРАНСФОРМАТОРА АНАЛИЗОМ САДРЖАЈА ГАСОВА У УЉУ И ЕЛЕКТРИЧНИМ ИСПИТИВАЊИМА: ПРИМЕРИ ИЗ ПРАКСЕ

SIGNIFICANCE OF REGULAR PREVENTIVE MAINTENANCE OF TRANSFORMERS THROUGH DISSOLVED GAS ANALYSIS AND ELECTRICAL TESTING: CASE STUDY

Бранка ЂУРИЋ, Електротехнички институт Никола Тесла Акционарско Друштво Београд, Косте Главинића 8а, Београд, Србија[1]

Драган ТЕСЛИЋ[1]

Весна РАДИН[1]

мр Владимир ОСТРАЋАНИН, Електродистрибуција Србије д.о.о. Београд, Булевар уметности 12, Београд, Србија[2]

Драшко ВИЋИЋ[2]

Јелена ЛАЗИЋ[2]

КРАТАК САДРЖАЈ

Поузданост континуитета испоруке електричне енергије је један од примарних задатака енергетског система. Трансформатори, као кључни елементи у преносу и дистрибуцији енергије, морају имати посебно дефинисан систем менаџмента, односно контроле погонског стања и одржавања. Полазна тачка је одређивање актуелног стања, које се током времена мења у складу са условима рада и окружења.
Дијагностика погонског стања трансформатора гаснохроматографском анализом (ГХ) се издаваја као метода која се изводи на трансформаторском уљу, без искључења трансформатора и представља један је од кључних алата у одржавању трансформатора напонског нивоа 35/10 kV. Редовним испитивањем садржаја гасова квара у уљу, према препорученој динамици, може се зауставити развој значајног броја кварова у трансформатору, односно обезбедити поузданост рада.
У овом раду биће представљени појединачни случајеви квара трансформатора из свакодневне праксе, откривени приликом превентивне контроле ГХ анализом, а без других показатеља да је погонско стање промењено. Трансформатори су, након ГХ анализе која је указала на појаву квара, испитани електричним мерењима ради потврде присуства, природе и места квара.

Кључне речи: 35/10 kV трансформатори, гаснохроматографска анализа, дијагностика, енергетски трансформатор, електрична мерења, средњи напон

SUMMARY

The reliability of continuous electricity supply is one of the primary tasks of the energy system. Transformers, as key components in energy transmission and distribution, must have a specifically defined management system, i.e., control of operational conditions and maintenance. The starting point is determining the current condition, which changes over time in line with operating conditions and the environment.
Diagnostic assessment of the operational condition of transformers through dissolved gas analysis (DGA) is highlighted as a method performed on transformer oil, without disconnecting the transformer. It represents a crucial tool in maintaining 35/10 kV voltage level transformers. Regular examination of fault gas content in oil,

according to the recommended schedule, can prevent the development of a significant number of faults in the transformer, ensuring operational reliability.
This study will present individual cases of transformer faults from everyday practice, detected during preventive control using DGA, without other indicators showing a change in operational condition. Transformers were subjected to electrical measurements after the DGA, which indicated the presence of a fault, in order to confirm its existence, nature, and location.

Keywords: 35/10 kV transformers, case study, DGA, diagnostic, dissolved gas analysis, electrical measurements, power transformer, transformer oil

Бранка ЂУРИЋ, Електротехнички институт Никола Тесла Акционарско Друштво Београд, Косте Главинића 8а, Београд, Србија

branka.djuric@ieent.org

+381648259760

1. УВОД

Поузданост континуитета испоруке електричне енергије од суштинске је важности за функционисање савремених енергетских система. Трансформатори, као кључни елементи у преносу и дистрибуцији енергије, играју виталну улогу у очувању стабилности и ефикасности система. Као такви, морају имати посебно дефинисан систем менаџмента, односно контролу погонског стања и одржавања како би се осигурала поуздана и непрекидна испорука електричне енергије.
Процес одређивања актуелног погонског стања трансформатора представља почетну тачку у менаџменту и контроли. Током рада, трансформатори су изложени различитим условима рада и окружењу, што може утицати на њихове перформансе и животни век. У току старења, трансформатори постају изложени повећаном ризику од кварова, а с обзиром на велику просечну старост трансформатора у нашој земљи и у окружењу, редовно одржавање постаје приоритет.
Дијагностика погонског стања трансформатора гаснохроматографском (ГХ) анализом се издаваја као метода која се изводи на трансформаторском уљу, без искључења трансформатора и представља један од кључних алата у одржавању трансформатора напонског нивоа 35/10 kV. Редовним испитивањем садржаја гасова квара у уљу, према препорученој динамици, може се зауставити развој значајног броја кварова у зачетку у трансформатору, односно обезбедити поузданост рада. Чак и у случају неочекиваних погонских догађаја, гасна хроматографија обезбеђује брзу реакцију и минимално време потребно за откривање врсте квара и интервенцију на трансформатору. Наравно, након откривања квара анализом садржаја гасова, готово увек следи испитивање трансформатора доступним електричним методама, ради потврде присуства, природе и места квара.

2. ДИЈАГНОСТИКА 35/10 kV ТРАНСФОРМАТОРА ГХ АНАЛИЗОМ УЉА

Дијагностика 35/10 kV трансформатора представља интерпретацију резулата мерења садржаја гасова растворених у узорку уља након ГХ испитивања. Најпре се анализирају измерене апсолутне концентрације гасова квара, а затим се израчунавају њихови односи само уколико постоје повишене вредности апсолутних концентрација. Карактеристични гасови који настају приликом кварова у трансформатору су водоник (H_2), метан (CH_4), ацетилен (C_2H_2), етилен (C_2H_4), етан (C_2H_6), угљенмоноксид (CO), угљендиоксид (CO_2). Као што је речено, тек након појаве повишених апсолутних концентрација, следи израчунавање специфичних односа гасова, на основу којих се добија јаснија индикација о врсти квара што се исказује преко шифре квара. У табели 1 је приказана поједностављена шема интерпретације квара, где ознаке *PD, D, T* (колона *Case*) говоре о природи присутног квара – парцијално пражњење, пражњење високе енергије (пробој изолације) и термички квар, респективно.

Case	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
PD		<0,2	
D	>0,2		
T	<0,2		

Табела 1 - Упрошћена шема интерпретације (1)

Наравно, у пракси се користе компликованије шеме и савремени алати за интерпретацију, као што су програмске апликације за прерачунавање односа гасова и њихов графичи приказ, преко Дуваловог троугла и/или пентагона и сл.

Добијена почетна интерпретација се затим повезује са осталим параметрима битним за рад трансформатора, од којих је најважнији историјат испитивања тј. садржај гасова у уљу код претходног мерења, који даје увид у потенцијалне слабе тачке, интервал појаве квара и приближну брзину генерисања гасова квара. Праћење апсолутних вредности и брзине генерисања гасова пружају значајне информације о погонском стању и исправности трансформатора: појава квара, интензитет и природа квара, ризик даље експлоатације, потенцијална захваћеност чврсте изолације, историјат кварова, слабе тачке, потреба за корекционим мерама… Такође приликом интерпретације треба водити рачуна о важним информацијама везаним за рад и одржавање трансформатора, као што су ремонти, поправке, доливања и/или обраде уља, ниво терећења, погонски догађаји, испади, прораде заштита и сл.

Најчешћи типови кварова на трансформаторима напонског нивоа 35/10 kV, који се откривају ГХ анализом, су електрични (парцијална пражњења и пробоји изолације, шифра Д1 и Д2) и термички (појава топлих места, шифра Т1-Т3) (1). Према дефиницији, најзначајнији електрични кварови представљају пражњења високе енергије (Д2), у уљу и/или папиру, са интензивном карбонизацијом папирне изолације и уља, у неким случајевима и пробојем изолације. Ови кварови могу бити брзи и интензивни и често је узрок њиховог настајања споља, из мреже (атмосферски пренапони, блиски кратки спојеви итд.). На самом месту квара се развијају веома високе температуре (изнад 1000 °C) услед појаве електричног лука, што доводи до интензивног разлагања уља и формирања доминантно гаса ацетилена. У таквим случајевима уље се испитује након погонског догађаја и ретко се могу открити редовном ГХ контролом трансформатора. Са друге стране, кварови термичке природе (Т1-Т3) су углавном по природи спори, јер се постепено развијају, а након њиховог откривања трансформатор често може наставити са погоном до обезбеђења поправке или редовног ремонта. То су кварови где у трансформатору постоји топла тачка или површина, при чему се може развити температура од преко 700 °C (за кварове са шифром Т3), са продукцијом типичних гасова чија се концентрација, с временом, повећава. Након откривања ове врсте квара следе електрична испитивања трансформатора и праћење садржаја гасова у краћим временским интервалима. У „тежим" случајевима, када је продукција гасова велика, може се препоручити и хитна интервенција на трансформатору (појачана контрола) - поправка трансформатора, ако је изводљиво на месту уградње или у фабрици. На овакав начин, правовременом реакцијом и синергијом хемијских и електричних испитивања, спречава се појава хаварија, прекид у снабдевању електричном енергијом, а повећава поузданост система.

3. ПРИМЕРИ ИЗ ПРАКСЕ

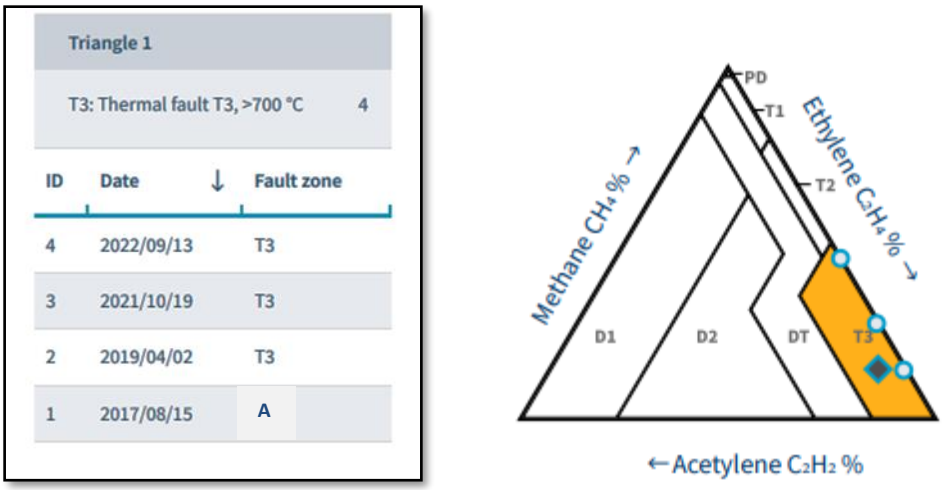
Од редовног испитивања трансформатора до откривања квара и поправке трансформатора, ГХ анализа трансформаторског уља, може да допринесе раном откривању и решавању различитих неисправности. То показују и различити примери из свакодневне праксе Специјализоване лабораторије за испитивање изолационог уља и папира Електротехничког института Никола Тесла Београд.

3.1. Пример 1. Трансформатор напонског нивоа 35/21 kV, снаге 12,5 MVA, испитан је ГХ анализом 2017. године (табела 2). Измерени укупни садржај гасова је низак и трансформатор је оцењен оценом А, са препоруком периодике ГХ анализе након 2 године погона (3). Приликом наредне редовне контроле, 2019. године (4), измерене су повишене концентрације гасова термичког квара етилена (C_2H_4), етана (C_2H_6) и метана (CH_4), у односу на претходно мерење из 2017. године.

Датум узорковања	Појединачне концентрације гасова, ppm							Интерпретација
	H_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2	
15/08/2017	23	5	0	6	2	508	4991	А
02/04/2019	8	195	4	1169	213	92	1777	Ц (Т3)
19/10/2021	534	2018	28	5352	921	253	4168	Ц (Т3)
06/04/2022	Електрична мерења							
13/09/2022	430	438	192	2386	523	530	3944	Ц (Т3)

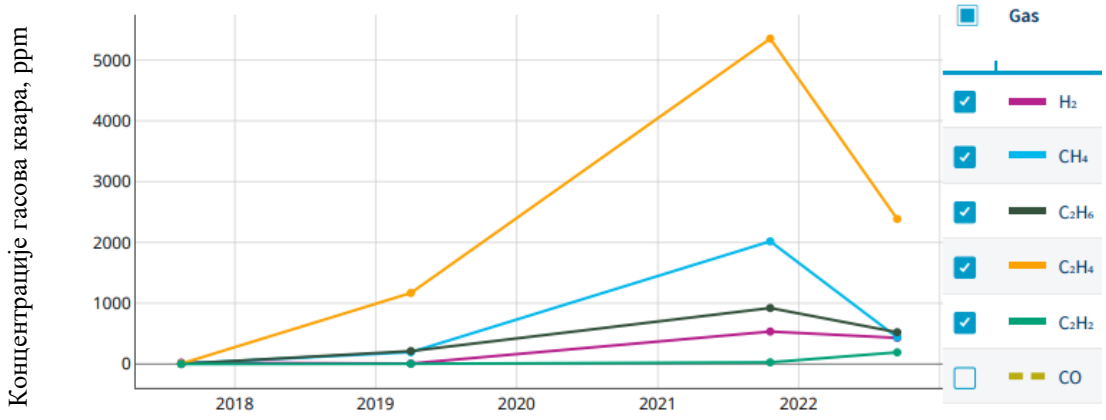
Табела 2 – Историјат резултата ГХ анализе уља трансформатора 35/21 kV, снаге 12,5 MVA

Међусобни односи карактеристичних гасова квара дају шифру Т3, односно указују на постојање термичког квара са температуром топлог места од преко 700 °C (Дијаграм 1, слика лево, ред 2). Такође, термички квар приказује и Дувалов троугао (Дијаграм 1, слика десно). Дата је препорука за хитним електричним мерењима трансформатора и пооштреном ГХ анализом након 3 месеца.



Дијаграм 1 – Шифре квара (лево) и Дувалов троугао 1 (десно); Извор – *Vaisala DGA Calculator* (2)

Међутим, трећа анализа садржаја гасова извршена је тек 2021. године када је установљен даљи пораст гасова квара, са истом шифром - Т3 и истом зоном квара у Дуваловом троуглу (Дијаграм 1 и 2) (5). Поново је дата препорука да се трансформатор испита електричним методама ради утврђивања локације топлог места.



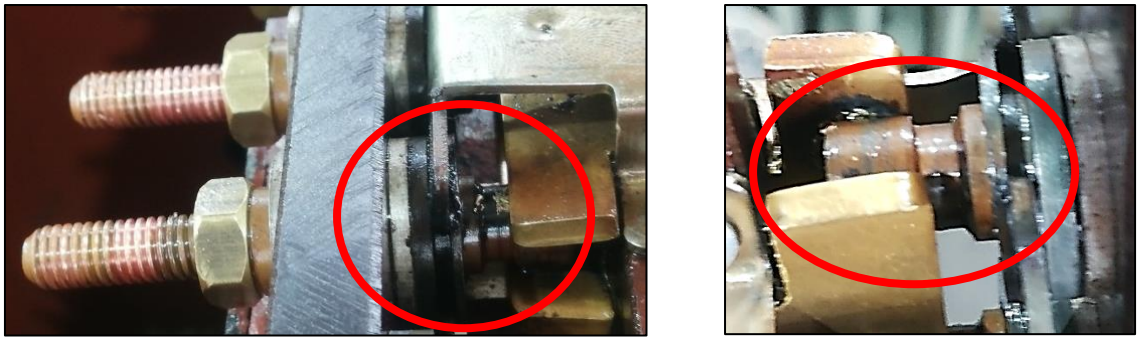
Дијаграм 2 – Приказ пораста концентрација гасова квара трансформатора 35/21 kV, снаге 12,5 MVA

Испитивање трансформатора, на месту уградње, извршено је 2022. године (6). Том приликом извршено је мерење изолационих отпора, фактора диелектричних губитака-tgδ и капацитета изолационог система трансформатора, мерење струја магнећења и губитака празног хода при малом напону трансформатора, као и мерење омских отпора намотаја трансформатора.

Позиција бестеретне регулационе преклопке	Спој **1U-1V**		Спој **1V-1W**		Спој **1W-1U**		**ΔR/R** (%)
	I (A)	R (mΩ)	I (A)	R (mΩ)	I (A)	R (mΩ)	
2	10,0	**481,0**	10,0	**469,7**	10,0	**489,2**	**4,15**

Табела 3 - Измерене апсолутне вредности и максималне релативне међуфазне разлике отпора фаза намотаја 35 kV

Резултати испитивања струја магнећења и губитака празног хода при сниженом напону су задовољавајући, као и резултати испитивања електричног изолационог система (ЕИС) намотаја трансформатора. Међутим, приликом мерења електричних (омских) отпора ВН намотаја добијене су међуфазне разлике отпора реда 4 %, а узимајући у обзир да је намотај ВН спрегнут у троугао значи да је међуфазна разлика фазних отпорности реда 8 % (табела 3). Претпостављено је да је разлог за увећане отпоре, највероватније, у лошем споју извода фаза "1U" намотаја ВН и њихових пролазних изолатора или лошем споју поменутих фаза и контаката бестеретне регулационе преклопке (БРП). На крају, изведен је закључак да је, према резултатима свих извршених електричних испитивања, даљи погон трансформатора под ризиком. Препоручено је отварање трансформатора, преглед и санација наведених лоших спојева.



Слика 1 – Налаз након отварања трансформатора; Извор – Огранак „Електродистрибуција Србије“ д.о.о. Београд

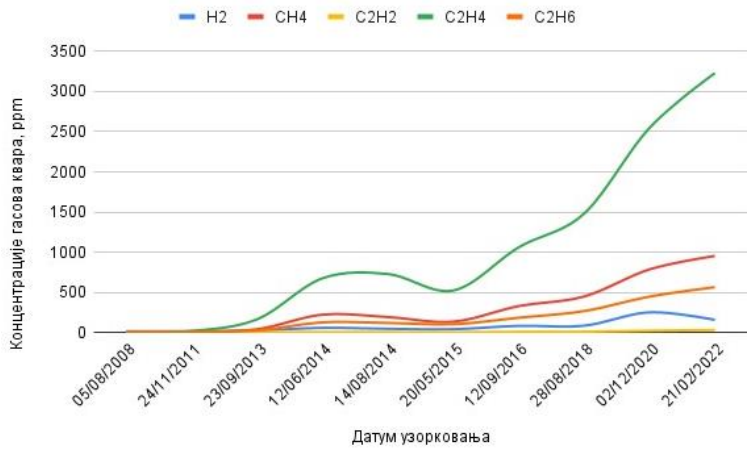
Коначна потврда квара дошла је након отварања трансформатора у фабрици. Преглед је показао да на контакту бестеретне регулационе преклопке постоји грејање које је довело до формирања гасова квара, као и до увећаних отпора (Слика 1).

3.2. Пример 2. Трансформатор напонског нивоа 35/10 kV, снаге 4 MVA, има дуг историјат праћења ГХ анализом. Први наговештај квара октривен је још 2013. године када је, при редовној периодичној контроли, први пут измерена повишена концентрација етилена (C_2H_4) (7). Од тада је праћен континуално (Табела 4).

Датум узорковања	Појединачне концентрације гасова, ppm							Интерпретација
	H_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2	
05/08/2008	14	5	0	7	3	263	2016	А
24/11/2011	16	6	0	19	4	314	2714	А
23/09/2013	26	41	2	165	27	288	3140	Б (Т3)
12/06/2014	58	222	5	676	126	279	2513	Ц (Т3)
14/08/2014	46	192	4	728	119	271	2412	Ц (Т3)
20/05/2015	41	135	3	523	103	214	2056	Ц (Т3)
12/09/2016	83	329	8	1061	184	336	2888	Ц (Т3)
10/12/2016	Електрична мерења							
28/08/2018	85	448	10	1481	267	293	2825	Ц (Т3)
02/12/2020	251	786	22	2548	447	335	3358	Ц (Т3)
21/02/2022	157	953	31	3230	564	293	3512	Ц (Т3)

Табела 4 – Историјат резултата ГХ анализе уља трансформатора 35/10 kV, снаге 4 MVA

Већ 2014. године измерен је значајан пораст гасова квара, а трансформатор оцењен са оценом Ц и шифром квара Т3 (термички квар са температуром топлог места од преко 700 °C) (8). Утврђено је и да је брзина пораста концентрације водећег гаса (етилена) 1,95 ppm/дан, што је око 5 пута веће од дозвољене вредности прописане стандардом IEC 60599 од 0,4 ppm/дан (1). Препоручена су хитна електрична мерења и пооштрена контрола трансформатора ГХ анализом након месец дана погона.



Дијаграм 3 – Приказ пораста концентрација гасова квара трансформатора 35/10 kV, снаге 4 MVA

Електрична испитивања трансформатора извршена су 2016. године (9). Испитивање електричног изолационог система намотаја трансформатора и мерење струја и снага празног хода при сниженом напону трансформатора показала су задовољавајуће резултате. Међутим, приликом мерења омских отпора на страни ВН намотаја 35 kV утврђени су значајно увећани отпори намотаја на страни 35 kV у фазама "А" и "С", уз максимална међуфазна одступања од 23 %, 16 % и 12 % за радне струје 5 А, 10 А и 20 А респективно, што је далеко преко препоручених граничних одступања која се могу толерисати у погону (Табела 5). Како на страни намотаја 35 kV постоји бестеретни регулатор напона са 3 положаја (мерење је вршено у затеченом средњем положају 2) закључено је да постоји сумња на оштећење или прегоревање контаката у поменутим фазама што узрокује увећање прелазних отпора, а значајно локално прегревање, током погона, изазива деградацију уља и стварање гасова термичког квара. Карактеристичан тренд смањења одступања са повећањем мерне струје иде у прилог претпоставци да постоји оштећење контаката бестеретног регулатора.

Позиција бестеретне регулационе преклопке	Спој **A-N**		Спој **B-N**		Спој **C-N**		**ΔR/R** (%)
	I (A)	R (Ω)	I (A)	**R (Ω)**	I (A)	**R (Ω)**	
2	5,0	1,477	5,0	**1,193**	5,0	**1,415**	**23,76**
	10,0	**1,387**	10,0	**1,193**	10,0	**1,370**	**16,25**
	20,0	**1,339**	20,0	**1,193**	20,0	**1,327**	**12,22**

Табела 5 - Измерене апсолутне вредности и максималне релативне међуфазне разлике отпорности фаза намотаја 35 kV трансформатора 35/10 kV, снаге 4 MVA

Закључено је да је опште стање трансформатора незадовољавајуће, а даљи погон под ризиком, јер је због значајног нивоа погонског оптерећења могуће да, као последица кумулативног ефекта, дође до даљег погоршања стања које није могуће предвидети и контролисати, које води ка прегоревању контаката и дефинитивном квару или испаду трансформатора. Препоручена је интервенција, која подразумева отварање трансформатора и преглед активног дела, посебно стања механизма и контаката бестеретног регулатора, као и поправка истих.
Препоруке дате након електричних испитивања, 2016. године, показале су се као тачне јер је заиста и дошло до погоршања стања, у смислу повећања концентрација гасова и даљег драстичног пораста концентрације етилена, као водећег гаса (Табела 4 и Дијаграм 3) у наредним ГХ испитивањима.

4. ЗАКЉУЧАК

Промене погонског стања трансформатора условљене уобичајеним старењем и деградацијом материјала трансформатора или ванредним погонским утицајима се морају пратити редовним превентивним испитивањима, чиме се обезбеђује боље планирање и менаџмент енергетског система. ГХ анализа, као једноставна, брза и ефикасна метода, даје могућност да се кварови трансформатора на време откривају, прате кроз време и тиме предупреде већи кварови и непланирани испади. Примена ГХ анализе трансформаторског уља представља моћан алат за дијагностику погонског стања трансформатора и доприноси ефикасном одржавању и продужењу радног века трансформатора, што има директан утицај на поузданост и безбедност електричних система.
Гаснохроматографска анализа, заједно са електричним мерењима, пружа свеобухватан приступ редовном одржавању и процени стања трансформатора 35/10 kV. Ова интегрисана методологија обезбеђује темељну евалуацију, унапређујући укупну поузданост и перформансе трансформатора, што на крају доприноси дуговечности електричне инфраструктуре.

ЛИТЕРАТУРА

[1] IEC 60599:2015, „Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis”
[2] https://www.vaisala.com/en/lp/dgacalculator
[3] Фондовска документација ИНТ/ЕПС: Извештај број 417473-L, Испитивање изолационих уља из енергетских трансформатора
[4] Фондовска документација ИНТ/ЕПС: Извештај број 419108-L, Испитивање изолационих уља из енергетских трансформатора
[5] Фондовска документација ИНТ/ЕПС: Извештај број 421450-L, Испитивање изолационих уља из енергетских трансформатора
[6] Фондовска документација ИНТ/ЕПС: Извештај број 422092-L, Испитивање трансформатора у дистрибуцији
[7] Фондовска документација ИНТ/ЕПС: Извештај број 413341-L, Испитивање изолационих уља из енергетских трансформатора
[8] Фондовска документација ИНТ/ЕПС: Извештај број 414183-L, Испитивање изолационих уља из енергетских трансформатора
[9] Фондовска документација ИНТ/ЕПС: Извештај број 416690-L, Испитивање трансформатора у дистрибуцији

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R2-01

PRORAČUN ELEKTRIČNIH I MAGNETSKIH POLJA IZAZVANIH HARMONISKI IZOBLIČENIM NAPONIMA I STRUJAMA

CALCULATION OF ELECTRIC AND MAGNETIC FIELDS CAUSED BY HARMONICALLY DISTORTED VOLTAGES AND CURRENTS

Ajdin ALIHODŽIĆ, Univerzitet u Sarajevu – Elektrotehnički fakultet, Bosna i Hercegovina
Adnan MUJEZINOVIĆ, Univerzitet u Sarajevu – Elektrotehnički fakultet, Bosna i Hercegovina
Maja MUFTIĆ DEDOVIĆ, Univerzitet u Sarajevu – Elektrotehnički fakultet, Bosna i Hercegovina
Nedis DAUTBAŠIĆ, Univerzitet u Sarajevu – Elektrotehnički fakultet, Bosna i Hercegovina

KRATAK SADRŽAJ

U ovom istraživanju analizirane su tehnike za izračunavanje jačine električnog i magnetskog polja u blizini nadzemnih vodova, prouzrokovanih naponima i strujama čiji su valni oblici harmonijski izobličeni. Pristup za proračun harmonika jačine električnog polja bazira se na primjeni metode simuliranih naboja, dok se pristup za proračun harmonika jačine magnetskog polja temelji na primjeni Biot-Savartovog zakona. Korištenjem predstavljenih tehnika, moguće je izračunati ukupne vrijednosti jačine električnog i magnetskog polja, obuhvatajući uticaje svih harmonijskih komponenti. U radu su prikazani rezultati proračuna harmonika jačine električnog i magnetskog polja za jednu konkretnu konfiguraciju nadzemnog distributivnog voda.

Ključne riječi: električno polje, magnetsko polje, harmonici, nadzemni vodovi

ABSTRACT

In this research, techniques for calculating electric and magnetic field strength near overhead lines, caused by voltages and currents whose waveforms are harmonically distorted, were analyzed. The approach for calculating the harmonics of the electric field strength is based on the application of the charge simulation method, while the approach for the calculation of the harmonics of the magnetic field strength is based on the application of the Biot-Savart law. By using the presented techniques, it is possible to calculate the total values of electric and magnetic field strength, including the influence of all harmonic components. The paper presents the results of the calculation of harmonics of electric and magnetic field strength for a specific configuration of an overhead distribution line.

Key words: electric field, magnetic field, harmonics, overhead lines

ajdin.alihodzic@etf.unsa.ba, adnan.mujezinovic@etf.unsa.ba, mm14843@etf.unsa.ba, nd15231@etf.unsa.ba

1. UVOD

Nelinearni potrošači i izvori električne energije, koji se povezuju na mrežu putem uređaja energetske elektronike mogu vršiti emisiju viših harmonika, odnosno izobličenje valnih oblika struja. Usljed izobličenja valnih oblika struja, posljedično dolazi i do izobličenja valnih oblika napona. Ne postoji linearna ovisnost viših harmonika napona od vrijednosti viših harmonika struje, već udio naponskih harmonika u velikoj mjeri ovisi o karakteristikama mreže. Izobličenje valnih oblika napona i struje zbog prisustva viših harmonika može imati negativne efekte na elemente elektroenergetskog sistema, uključujući zagrijavanje, rezonantne pojave, ubrzano starenje, nepravilan rad ili čak otkaz opreme [1-4]. Za analizu uticaja struja i napona s prisustvom viših harmonika na elektroenergetski sistem, neophodno je istražiti kako se oni propagiraju kroz elemente sistema [1],[5-8].

Jedna od mjera za smanjenje problema u eksploataciji distributivnih mreža je ograničavanje izobličenja valnih oblika struja i napona. U tu svrhu izrađeni su dokumenti koji propisuju granične vrijednosti za pojedinačne harmonike struja i napona, kao i za njihovo ukupno harmonijsko izobličenje. Ovi dokumenti definiraju granične

vrijednosti ovisno o naponskom nivou i nominalnoj struji potrošača [4],[9],[10]. Kako bi se vrijednosti harmonika napona i struja održale u granicama propisanih nivoa neophodno je koordinirano djelovanje kako operatora distributivne mreže, tako i priključenih potrošača. Potrošači imaju obavezu uskladiti emisiju strujnih harmonika sa propisanim graničnim vrijednostima, dok operator distributivne mreže treba poduzeti odgovarajuće mjere za smanjenje izobličenja valnog oblika napona putem prilagođavanja impedanse sistema [4].

U cilju suzbijanja viših harmonika struje često se koriste različite vrste filtera: pasivni, aktivni ili hibridni. Pasivni filteri su relativno jeftini i mogu biti efikasni u ograničavanju nekoliko predefiniranih viših harmonika, ali mogu izazvati neželjene rezonantne pojave. Aktivni filteri mogu kompenzirati cijeli spektar struje, ali koštaju znatno više od pasivnih filtera. Osim toga, mogu biti korisni i za korekciju nesimetrija napona u trofaznim sistemima, suzbijanje naponskih fluktuacija i regulaciju napona. Hibridni filteri kombiniraju pozitivne karakteristike pasivnih i aktivnih filtera te mogu pružiti rješenje za probleme koje nose pasivni i aktivni filteri [2],[3].

Prilikom eksploatacije nadzemnih vodova, odnosno kada se nalaze pod naponom i kroz njih protiču struje, u njihovoj blizini nastaje električno i magnetsko polje [11]. Postojanje viših harmonika napona i struja dovest će i do nastanka viših harmonika električnog i magnetskog polja. Proračunima harmonika jačine električnog polja do sada nije posvećena posebna pažnja, dok su metode za proračun harmonika magnetskog polja prezentirane u literaturi. Ove metode zasnivaju se na primjeni Biot-Savart zakona [12]-[15].

Međunarodna komisija za zaštitu od nejonizirajućeg zračenja (ICNIRP) donijela je preporuke [16], a IEEE standard Std C95.1-2019 [17], koji postavljaju kriterije za ocjenu izloženosti niskofrekventnim električnim i magnetskim poljima. Ovi dokumenti tretiraju ne samo izloženost poljima jedne frekvencije, već i situacije u kojima postoji simultana izloženost električnim i magnetskim poljima različitih frekvencija. Izloženost električnom i magnetskom polju uzrokovanim naponima i strujama karakterisanim prisustvom viših harmonika može se smatrati simultanom izloženošću. U situacijama simultane izloženosti, ako bilo koji viši harmonik jačine električnog ili magnetskog polja premašuje referentnu vrijednost definiranu za tu frekvenciju, smatra se da nisu ispunjeni uvjeti dopuštene izloženosti. Međutim, prema posebno definiranom kriteriju za simultanu izloženost [16], potrebno je sumirati količnike svih prisutnih harmonika jačine električnog polja E_j s njihovim odgovarajućim referentnim vrijednostima $E_{R,j}$. Ako je dobivena suma veća od jedan, smatra se da postoji nedopuštena izloženost jačini električnog polja. Analogan kriterij vrijedi i za jačinu magnetskog polja. Predmetni kriterij je deniniran sljedećom jednačinom [16]:

$$\sum_{j=1}^{10\,MHz} \frac{E_j}{E_{R,j}} \leq 1 \tag{1}$$

2. MATEMATIČKI MODELI ZA PRORAČUN HARMONIKA ELEKTRIČNOG I MAGNETSKOG POLJA

Proračuni jačine električnog i magnetskog polja u blizini nadzemnih vodova najčešće se provode primjenom dvodimenzionalnih (2D) algoritama metoda simuliranja naboja i metoda zasnovanog na primjeni Biot – Savart zakona, respektivno. Prilikom primjene 2D algoritama fazni vodiči i gromobranska užad se posmatraju kao beskonačno dugi linijski vodiči, paralelni sa površinom tla [18],[19]. U ovom radu korišten je 2D algoritam metoda simuliranja naboja za proračune jačine električnog polja, te 2D algoritam metoda zasnovanog na primjeni Biot – Savart zakona za proračune jačine magnetskog polja. U nastavku su izloženi matematički modeli za proračune harmonika jačine električnog i magnetskog polja zasnovani na primjenih ovih metoda.

2.1 Matematički model za proračun harmonika električnog polja

Obzirom na to da je jačina električnog polja u blizini nadzemnih vodova linearno ovisi o primijenom naponu to je za proračun njegove vrijednosti potrebno poznavati tačne valne oblike faznih napona. Ovo je od posebnog interesa kada se razmatraju nadzemni vodovi koji se karakterišu prisustvom viših harmonika napona. Valni oblici faznih napona nadzemnih vodova u kojima postoji prisustvo viših harmonika mogu se zapisati na sljedeći način:

$$u_a(t) = \sqrt{2}\sum_{h=1}^{N} U_a^{(h)} \sin(h\omega t + \phi_a^{(h)}) \tag{1}$$

$$u_b(t) = \sqrt{2}\sum_{h=1}^{N} U_b^{(h)} \sin(h\omega t + \phi_b^{(h)}) \tag{2}$$

$$u_c(t) = \sqrt{2}\sum_{h=1}^{N} U_c^{(h)} \sin(h\omega t + \phi_c^{(h)}) \tag{3}$$

gdje su:

$u_a(t), u_b(t), u_c(t)$ - valni oblici faznih napona;

U_a, U_b, U_c - efektivne vrijednosti *h*-tog harmonika faznih napona;

ϕ_a, ϕ_b, ϕ_c - fazni stavovi *h*-tog harmonika faznih napona;

h - red harmonika koji se razmatra;

ω - ugaona frekvencija osnovnog harmonika;

N - ukupan broj razmatranih harmonika.

Za analize viših harmonika značajno je i to da se ne ponašaju svi harmonici na isti način kao osnovni, odnosno da fazni stavovi pojedinih faznih napona ovise od toga o kojem harmoniku se radi. Pa se tako, prema teoriji simetričnih komponenti, harmonici napona mogu razvrstati u tri sekvence: direktnu, inverznu i nultu [12],[15]. Direktnu sekvencu čine harmonici reda $h = 3\cdot s+1, s = 0,1,2,...$ i fazni stavovi pojedinih faza u ovom slučaju su:

$$\begin{bmatrix} \phi_a^{(h)} \\ \phi_b^{(h)} \\ \phi_c^{(h)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ -120° \\ 120° \end{bmatrix} \tag{4}$$

Inverznu sekvencu čine harmonici reda $h = 3\cdot s+2, s = 0,1,2,...$ i fazni stavovi pojedinih faza u ovom slučaju su:

$$\begin{bmatrix} \phi_a^{(h)} \\ \phi_b^{(h)} \\ \phi_c^{(h)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 120° \\ -120° \end{bmatrix} \tag{5}$$

Nultu sekvencu čine harmonici reda $h = 3\cdot s, s = 1,2,3,...$ i fazni stavovi pojedinih faza u ovom slučaju su:

$$\begin{bmatrix} \phi_a^{(h)} \\ \phi_b^{(h)} \\ \phi_c^{(h)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{6}$$

Prema metodu simuliranja naboja izvori električnog polja su fazori fiktivnih tačkastih naboja. Svaki vodič se može predstaviti pomoću jednog ili više fiktivnih tačkastih naboja. Nakon primjene Dirichletovog graničnog uslova, potencijali svih faznih vodiča smatraju se jednakim njihovim faznim naponima, a potencijali gromobranskih vodiča jednaki nuli. Međutim, kada se razmatra prisustvo viših harmonika napona, u obzir se moraju uzeti i viši harmonici fazora fiktivnih tačkastih naboja, povezani sa njima. Matrična jednačina koja opisuje vezu između harmonika fazora fiktivih tačkastih naboja i harmonika faznih napona može se pisati na sljedeći način:

$$\left\{\underline{q}^{(h)}\right\} = \left[P\right]^{-1} \cdot \left\{\underline{U}^{(h)}\right\} \tag{7}$$

gdje je:

$\left\{\underline{q}^{(h)}\right\}$ - matrica fiktivnih tačkastih naboja *h*-tog harmonika;

$\left[P\right]$ - matrica potencijalnih koeficijenata;

$\left\{\underline{U}^{(h)}\right\}$ - matrica fazora napona vodiča pri *h*-tom harmoniku.

Elementi matrice potencijalnih koeficijenata ne ovise o frekvenciji, tako da su konstanti bez obzira na to koji harmonik se razmatra i mogu se odrediti na osnovu sljedećih jednačina [20]:

$$P_{ii} = \frac{1}{2\pi\cdot\varepsilon_0}\cdot \ln\frac{2\cdot y_i}{r_{eci}} \tag{8}$$

$$P_{ij} = \frac{1}{2\pi \cdot \varepsilon_0} \cdot \ln \frac{D_{ij}}{d_{ij}} \tag{9}$$

gdje je:

r_{eci} - radius *i*-tog ekvivalentnog provodnika;

d_{ij} - najkraće rastojanje između *i*-tog i *j*-tog provodnika;

D_{ij} - najkraće rastojanje između *i*-tog provodnika i slike *j*-tog provodnika;

ε_0 - dielektrična permitivnost vazduha.

Nakon što se odrede fazori fiktivnih tačkastih naboja, moguće je odrediti prostorne komponente fazora jačine električnog polja u svim tačkama razmatranja. Jednačine koje opisuju prostorne komponente fazora jačine električnog polja u proizvoljnoj tački proračuna, pri razmatranju harmonika reda *h*, mogu se izvesti na osnovu njihovih izraza za osnovni harmonik [11] i zapisati na sljedeći način:

$$\underline{E}_x^{(h)}(x,y) = \sum_{i=1}^{n} \frac{\underline{q}_i^{(h)}}{2\pi \cdot \varepsilon_0} \cdot \left(\frac{x - x_i}{r_i^2} + \underline{\Gamma}^{(h)} \frac{x - x_i}{r_i'^2} \right) \tag{10}$$

$$\underline{E}_y^{(h)}(x,y) = \sum_{i=1}^{n} \frac{\underline{q}_i^{(h)}}{2\pi \cdot \varepsilon_0} \cdot \left(\frac{y - y_i}{r_i^2} + \underline{\Gamma}^{(h)} \frac{y + y_i}{r_i'^2} \right) \tag{11}$$

gdje su:

$\underline{E}_x^{(h)}(x,y)$, $\underline{E}_y^{(h)}(x,y)$ - x i y vektorske komponente *h*-tog harmonika fazora jačine električnog polja;

$\underline{q}_i^{(h)}$ - fazor *i*-tog fiktivnog tačkastog naboja pri *h*-tom harmoniku;

(x,y) - koordinate proizvoljne tačke proračuna;

(x_i, y_i) - koordinate *i*-tog fiktivnog tačkastog naboja;

r_i - najkraće rastojanje između *i*-tog fiktivnog tačkastog naboja i proizvoljne tačke proračuna;

r_i' - najkraće rastojanje između slike *i*-tog fiktivnog tačkastog naboja i proizvoljne tačke proračuna;

$\underline{\Gamma}^{(h)}$ - kompleksni koeficijent za *h*-ti harmonik;

n - ukupan broj fiktivnih tačkastih naboja.

Prilikom proračuna osnovnog harmonika, ali i svih ostalih harmonika jačine električnog polja u blizini nadzemnih vodova potrebno je uzeti u obzir uticaj površine tla. Ovaj uticaj se može uzeti u obzir primjenom kompleksne teorije odslikavanja i može se iskazati pomoću kompleksnog koeficijenta $\underline{\Gamma}$, koji je frekventno ovisan i za *h*-ti harmonik se može izračunati pomoću sljedeće jednačine:

$$\underline{\Gamma}^{(h)} = \frac{j \cdot \omega^{(h)} \cdot \varepsilon_0 - \left(\sigma_{tla} + j \cdot \omega^{(h)} \cdot \varepsilon_{tla} \right)}{j \cdot \omega^{(h)} \cdot \varepsilon_0 + \left(\sigma_{tla} + j \cdot \omega^{(h)} \cdot \varepsilon_{tla} \right)} \tag{12}$$

gdje je:

$\omega^{(h)}$ - kružna frekvencija *h*-tog harmonika;

σ_{tla} - provodnost tla;

ε_{tla} - dielektrična permitivnost tla.

Efektivna vrijednost *h*-tog harmonika jačine električnog polja može se odrediti pomoću sljedeće jednačine:

$$E^{(h)}(x,y) = \sqrt{\left| \underline{E}_x^{(h)}(x,y) \right|^2 + \left| \underline{E}_y^{(h)}(x,y) \right|^2} \tag{13}$$

gdje je:

$E^{(h)}(x,y)$ - efektivna vrijednost *h*-tog harmonika jačine električnog polja.

Rezultantne vrijednosti prostornih komponenti jačine električnog polja u proizvoljnoj tački proračuna mogu se odrediti sumiranjem doprinosa svih analiziranih harmonika, na sljedeći način:

$$E_x^r(x,y)=\sqrt{\sum_{h=1}^{N}\left|\underline{E}_x^{(h)}(x,y)\right|^2} \tag{14}$$

$$E_y^r(x,y)=\sqrt{\sum_{h=1}^{N}\left|\underline{E}_y^{(h)}(x,y)\right|^2} \tag{15}$$

gdje su:

$E_x^r(x,y)$ i $E_y^r(x,y)$ efektivne vrijednosti prostornih komponenti jačine električnog polja;

N - ukupan broj razmatranih harmonika jačine električnog polja.

Rezultantna vrijednost jačine električnog polja, kada se uzmu u obzir sve harmonijske komponente, u proizvoljnoj tački proračuna definirana je sljedećom jednačinom [20]:

$$E^r(x,y)=\sqrt{\left|\underline{E}_x^r(x,y)\right|^2+\left|\underline{E}_y^r(x,y)\right|^2} \tag{16}$$

gdje je:

$E^r(x,y)$ - rezultantna vrijednost jačine električnog polja.

2.2 Matematički model za proračun harmonika magnetskog polja

Za proračune harmonika jačine magnetskog polja u ovom radu primijenjen je 2D algoritam metode zasnovane na Biot – Savart zakonu. Prema ovoj metodi, izvori magnetskog polja su tačkasti strujni izvori. Svaki vodič nadzemnog voda može se predstaviti sa jednim tačkastim strujim izvorom smještenim u središte vodiča ili sa više njih raspoređenih po poprečnom presjeku vodiča. Za razmatranje harmonika gustoće magnetskog potrebno je poznavati tačne valne oblike faznih struja, odnosno mora se uzeti u obzir da se ne ponašaju svi viši harmonici na isti način. Dakle, kao što je bio slučaj prilikom razmatranja harmonika napona i kod razmatranja harmonika struja mora se voditi računa kojoj sekvenci oni pripadaju, te se može uspostaviti analogija sa prethodno opisanim harmonicima napona u jednačinama (1) – (6). Prostorne komponente *h*-tog harmonika jačine magnetskog polja u proizvoljnoj tački proračuna definirane su sljedećim jednačinama [14]:

$$\underline{H}_x^{(h)}(x,y)=\sum_{i=1}^{n}\frac{\underline{I}_i^{(h)}}{2\pi}\cdot\left(-\frac{y-y_i}{r_i^2}+\frac{\left|\underline{\alpha}^{(h)}\right|+y+y_i}{r_i'^2}\right) \tag{17}$$

$$\underline{H}_y^{(h)}(x,y)=\sum_{i=1}^{n}\frac{\underline{I}_i^{(h)}}{2\pi}\cdot\left(\frac{x-x_i}{r_i^2}-\frac{x-x_i}{r_i'^2}\right) \tag{18}$$

gdje su:

$\underline{H}_x^{(h)}(x,y)$, $\underline{H}_y^{(h)}(x,y)$ - x i y vektorske komponente *h*-tog harmonika fazora jačine magnetskog polja;

$\underline{I}_i^{(h)}$ - fazor struje *i*-tog tačkastog strujnog izvora pri *h*-tom harmoniku;

(x,y) - koordinate proizvoljne tačke proračuna;

(x_i,y_i) - koordinate *i*-tog tačkastog strujnog izvora;

r_i - najkraće rastojanje između *i*-tog tačkastog strujnog izvora i proizvoljne tačke proračuna;

r_i' - najkraće rastojanje između slike *i*-tog tačkastog strujnog izvora i proizvoljne tačke proračuna;

$\underline{\alpha}^{(h)}$ - kompleksna dubina za *h*-ti harmonik;

μ_0 - magnetna permeabilnost vazduha;

n - ukupan broj tačkastih strujnih izvora.

Kao i kod razmatranja jačine električnog polja i prilikom proračuna jačine magnetskog polja u blizini nadzemnih vodova potrebno je u obzir uzeti prisustvo zemlje. U ovom radu efekat prisustva zemlje na vrijednost jačine magnetskog polja uzet je u obzir primjenom kompleksne teorije odslikavanja i iskazan kroz kompleksnu dubinu.

Kompleksna dubina je frekventno ovisan parametar čija se vrijednost za *h*-ti harmonik definiše na sljedeći način [18],[21]:

$$\underline{\alpha}^{(h)} = \frac{2}{\sqrt{-j \cdot \omega^{(h)} \cdot \mu_0 \cdot \left(\sigma_{tla} - j \cdot \omega^{(h)} \cdot \varepsilon_{tla}\right)}} \tag{19}$$

Efektivna vrijednost *h*-tog harmonika jačine magnetskog polja, u proizvoljnoj tački proračuna, može se odrediti na osnovu prostornih komponentni *h*-tog harmonike jačine magnetskog polja pomoću sljedeće jednačine [14]:

$$H^{(h)}(x,y) = \sqrt{\left|\underline{H}_x^{(h)}(x,y)\right|^2 + \left|\underline{H}_y^{(h)}(x,y)\right|^2} \tag{20}$$

gdje je:

$H^{(h)}(x,y)$ - efektivna vrijednost *h*-tog harmonika jačine magnetskog polja.

Rezultantne vrijednosti prostornih komponenti jačine magnetskog polja, u proizvoljnoj tački proračuna, uzimajući u obzir uticaj svih prisutnih viših harmonika definirane su pomoću sljedećih jednačina [14]:

$$H_x^r(x,y) = \sqrt{\sum_{h=1}^{N} \left|\underline{H}_x^{(h)}(x,y)\right|^2} \tag{21}$$

$$H_y^r(x,y) = \sqrt{\sum_{h=1}^{N} \left|\underline{H}_y^{(h)}(x,y)\right|^2} \tag{22}$$

gdje su:

$H_x^r(x,y)$ i $H_y^r(x,y)$ - efektivne vrijednosti prostornih komponenti jačine električnog polja;

N - ukupan broj razmatranih harmonika jačine magnetskog polja.

Za proizvoljnu tačku proračuna, rezultantna vrijednost jačine magnetskog polja, kada se uzmu u obzir sve harmonijske komponente, može se izračunati na osnovu sljedeće jednačine [14]:

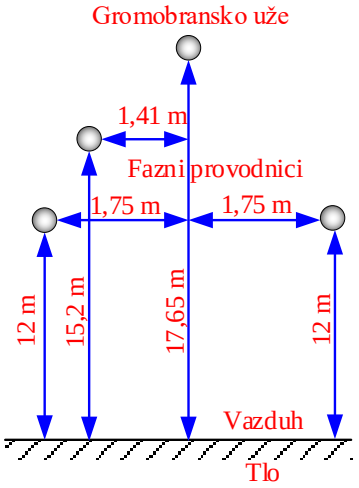
$$H^r(x,y) = \sqrt{\left|\underline{H}_x^r(x,y)\right|^2 + \left|\underline{H}_y^r(x,y)\right|^2} \tag{23}$$

gdje je:

$H^r(x,y)$ - rezultantna vrijednost jačine magnetskog polja

3. STUDIJA SLUČAJA

Za slučaj jedne tipske konfiguracije 35 kV distributivnog nadzemnog voda izvršeni su proračuni harmonika jačine električnog i magnetskog polja. Konfiguracija analiziranog distributivnog voda prikazana je na Slici 1.



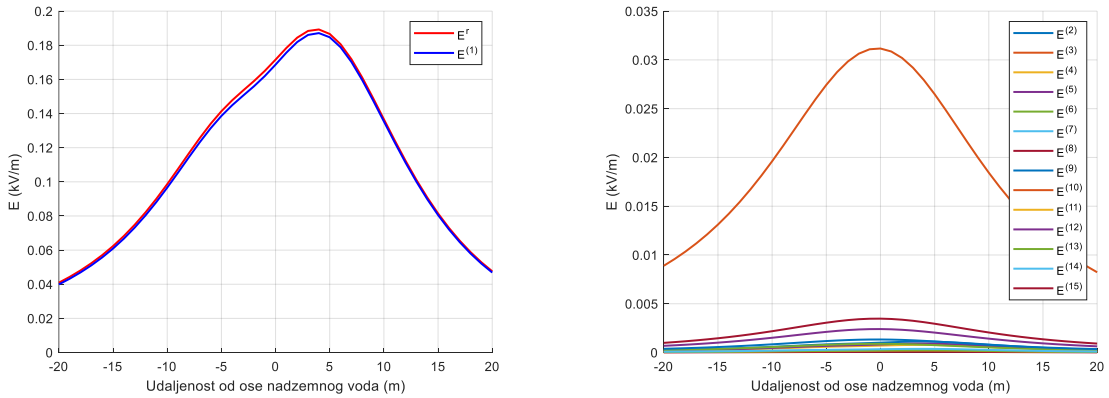
Slika 1. Konfiguracija razmatranog distributivnog nadzemnog voda

Proračuni harmonika jačine električnog i magnetskog polja provedeni su pod pretpostavkom da je analizirani nadzemni vod simetrično opterećen, odnosno da su svi fazni naponi i jačine faznih struja međusobno jednaki. Proračuni su provedeni uzimajući da je efektivna vrijednost osnovnih harmonika faznih napona jednaka $35/\sqrt{3}$ kV, a da je osnovi harmonik faznih struja 450 A. Kada su u pitanju viši harmonici napona i struja, harmonijski spektar korišten za proračune preuzet je iz literature [22] i prikazan u Tabeli 1.

Na Slici 2.a. prikazana je raspodjela rezultantne jačine električnog polja po lateralnom profilu ispod analiziranog distributivnog nadzemnog voda dobijena sumiranjem uticaja svih prisutnih harmonika jačine električnog polja, te osnovni harmonik jačine električnog polja. Maksimalna vrijednost osnovnog harmonika jačine električnog polja iznosi 0,187 kV/m. Maksimalna rezultantna vrijednost jačine električnog polja, dobijena sumiranjem uticaja svih prisutnih harmonika u ovom slučaju iznosi 0,189 kV/m.

Tabela 1. Harmonijski spektri napona i struje [22]

Redni broj	Harmonici U (%)	Harmonici I (%)	Redni broj	Harmonici U (%)	Harmonici I (%)
2	0,6	8,25	9	0,15	1,72
3	3,5	10	10	0,1	1,32
4	0,42	9,48	11	0,15	0,85
5	0,49	10,60	12	0,27	1,43
6	0,1	1,98	13	0,12	1,24
7	0,16	3,58	14	0,2	0,02
8	0,04	0,38	15	0,39	0,89

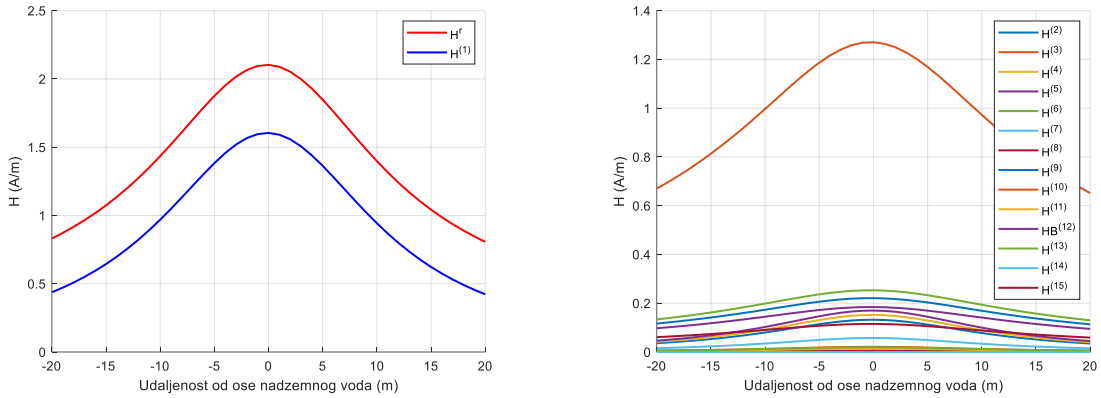


a) Osnovni harmonik i rezultantna vrijednost b) Viši harmonici

Slika 2. Raspodjela jačine električnog polja

Na Slici 2.b. prikazana je raspodjela harmonika višeg reda jačine električnog polja po analiziranom lateralnom profilu. Sa Slike 2.b. može se uočiti da je dominantan treći harmonik čija maksimalna vrijednost iznosi 0,031 kV/m. Treći harmonik pripada skupini harmonika nulte sekvence kod kojih ne postoji fazna razlika između faznih napona pojedinih faza, odnosno postoje samo realni dijelovi prostornih komponenti jačine električnog polja. Sa druge strane, kod harmonika direktne i inverzne sekvence postoje fazni pomjeraji između napona pojedinih faza, što uzrokuje postojanje i imaginarnih dijelova prostornih komponenti jačine električnog polja u svakoj tački lateralnog profila. Nadalje, to može rezultirati time da je ukupna vrijednost jačine električnog polja u nekoj tački manja nego za slučaj harmonika nulte sekvence, pri istoj vrijednosti amplitude harmonika. Kada su u pitanju tačke lateralnog profila u kojima se javljaju maksimalne vrijednosti pojedinih harmonika, one se razlikuju u ovisnosti od sekvence. Tako se za harmonike direktne i inverzne sekvence maksimalne vrijednosti javljaju u tački lateralnog profila + 4 m, dok se kod harmonika nulte sekvence maksimalne vrijednosti javljaju na sredini lateralnog profila.

Na Slici 3.a. prikazana je raspodjela osnovnog harmonika jačine magnetskog polja po lateralnom profilu ispod analiziranog nadzemnog voda, kao i raspodjela rezultantne jačine magnetskog polja određene sumiranjem uticaja svih prisutnih harmonika. Sa Slike 3.a. može se uočiti da postoji značajno odstupanje između osnovnog harmonika i rezultantne jačine magnetskog polja preko cijelog razmatranog lateralnog profila. Maksimalna vrijednost osnovnog harmonika jačine magnetskog polja iznosi 1,6 A/m. Rezultantna jačina magnetskog polja ima maksimalnu vrijednost od 2,1 A/m.

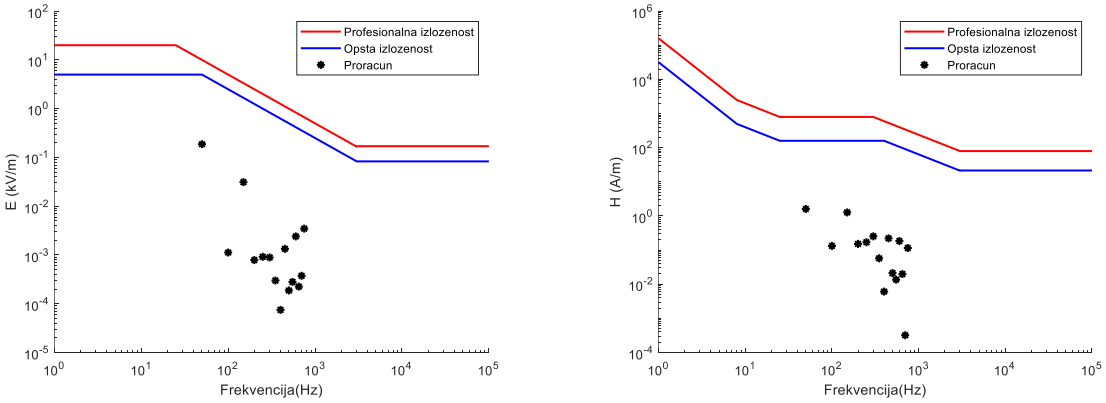


a) Osnovni harmonik i rezultantna vrijednost b) Viši harmonici

Slika 3. Raspodjela jačine magnetskog polja

Na Slici 3.b. prikazana je raspodjela viših harmonika jačine magnetskog polja. Slično kao pri razmatranju jačine električnog polja, kada su u pitanju harmonici jačine magnetskog polja dominantan je treći harmonik koji ima maksimalnu vrijednost od 1,27 A/m. Svi harmonici gustoće magnetskog toka imaju maksimalnu vrijednost u tačci na sredini lateralnog profila.

Na Slici 4. prikazana je usporedba proračunatih vrijednosti svih razmotrenih harmonika jačine električnog i magnetskog polja sa referentnim vrijednostima prema ICNIRP-u za svaki od njih. Sa Slike 4. se može uočiti da svi harmonici jačine električnog polja za analiziranu konfiguraciju nadzemnog voda i razmotreni harmonijski spektar, imaju vrijednosti koje su niže od njima odgovarajućih referentnih vrijednosti.



a) Jačina električnog polja b) Jačina magnetskog polja

Slika 4. Usporedba sa ICNIRP referentnim vrijednostima

Kada je u pitanju primjena ICNIRP kriterija za simultanu izloženost, u razmotrenom slučaju suma količnika proračunatih harmonika jačine električnog polja i njihovih referentnih vrijednosti iznosi 0,0405. Kada je u pitanju primjena kriterija za simultanu izloženost za jačinu magnetskog polja, suma količnika proračunatih harmonika jačine magnetskog polja sa njihovim referentnim vrijednostima iznosi 0,006. Obzirom na dobijene vrijednosti, može se smatrati da su u analiziranom slučaju zadovoljeni ICNIRP kriteriji za svaki pojedini harmonik, kao i za simultanu izloženost.

4. ZAKLJUČAK

Ovaj rad prezentira metode za izračunavanje harmonika jačine električnog i magnetskog polja u okolini nadzemnih vodova. Harmonici električnog i magnetskog polja nastaju usljed prisustva viših harmonika napona i struja. Prezentirane metode omogućuju precizno izračunavanje svakog pojedinog harmonika, kao i njihovih doprinosa ukupnim jačinama električnog i magnetskog polja. Primjena ovih metoda demonstrirana je na primjeru 35 kV distributivnog nadzemnog voda, uz analizu rezultantnih vrijednosti i pojedinačnih harmonika jačine električnog i magnetskog polja. Također, obavljena je usporedba proračunatih vrijednosti s referentnim vrijednostima prema preporukama ICNIRP-a. Provedena je i provjera usklađenosti s ICNIRP kriterijima za istovremenu izloženost

električnim i magnetskim poljima različitih frekvencija. Na temelju prikazanih rezultata, zaključuje se da je za proračunavanje polja u blizini nadzemnih vodova važno razmotriti više harmonike, posebno prilikom analize magnetskog polja.

LITERATURA

[1] Nakhodchi N, Busatto T and Bollen M, "Measurements of Harmonic Voltages at Multiple Locations in LV and MV Networks", 2020 19th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2020, pp. 1-5.

[2] Renders B, Gussemé K,. Ryckaert W R, and Vandevelde L. "Converter-connected distributed generation units with integrated harmonic voltage damping and harmonic current compensation function", Electric power systems research 79, no. 1 (2009): 65-70.

[3] Singh B, and Verma V. "An improved hybrid filter for compensation of current and voltage harmonics for varying rectifier loads", International Journal of Electrical Power & Energy Systems 29, no. 4 (2007): 312-321.

[4] "IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems," in IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992), vol., no., pp.1-29, 11 June 2014.

[5] Blanco M, Meyer J and Schegner P, "Aggregation characteristic of low-order harmonic currents in residential low-voltage networks", 2017 IEEE Manchester PowerTech, 2017, pp. 1-6,.

[6] Zainal Z, Ang S P, Salam M A, Weira P J and Goh R, "Measurement of harmonics in different sectors on 11 kV distribution networks", 2013 IEEE International Conference of IEEE Region 10 (TENCON 2013), 2013, pp. 1-5.

[7] Seljeseth H and Pleym A, "Spenningskvalitetsmålinger 1992 til 1996." EFI, Tech. Rep. TR-4460 (1997).

[8] Rönnberg S K, Wahlberg M and Bollen M H J, "Harmonic emission before and after changing to LED lamps — Field measurements for an urban area", 2012 IEEE 15th International Conference on Harmonics and Quality of Power, 2012, pp. 552-557.

[9] IEC 61000-3:2021; "SER—Series Electromagnetic Compatibility (EMC)—Part 3: Limit—ALL PARTS". International Electrotechnical Commission: Geneva, Switzerland, 2021.

[10] EN 50160:2010/A3:2019 (AMENDMENT); "Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Electricity Networks", British Standards Institute: London, UK, 2019.

[11] Alihodzic A, Mujezinovic A and Turajlic E, "Electric and Magnetic Field Estimation Under Overhead Transmission Lines Using Artificial Neural Networks", in IEEE Access, vol. 9, pp. 105876-105891, 2021.

[12] Faria J B and Almeida M E, "Computation of transmission line magnetic field harmonics", Int. Trans. Electr. Energy Syst. 2007, 17, 512–525.

[13] Hejase H, Shaltout A, "Impact of Third Harmonic Currents on Magnetic Field Measurements from Distribution Lines", Electr. Power Compon. Syst. 2004, 32, 353–366.

[14] Mujezinović A, Turajlić E, Alihodžić A, Dedović M M, and Dautbašić N, "Calculation of Magnetic Flux Density Harmonics in the Vicinity of Overhead Lines", Electronics 11, no. 4: 512, 2022.

[15] Wu T, Xiao B, Liu K, Liu T, Peng Y, Su Z, Tang P, Lei X, "Study on overhead transmission line magnetic field harmonics of VSC-HVDC", In Proceedings of the IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE), Chengdu, China, 19–22 September 2016; pp. 1–4.

[16] Lin J, Saunders R, Schulmeister K, Söderberg P, Stuck B, Swerdlow A, Taki M, Veyret B, Ziegelberger G, Repacholi M, et al. "ICNIRP Guidelines for limiting exposure to time-varying electric and magnetic fields (1 Hz to 100 kHz)", Health Phys. 2010, 99, 818–836.

[17] "IEEE Standard for Safety Levels with Respect to Human Exposure to Electric, Magnetic, and Electromagnetic Fields, 0 Hz to 300 GHz," in IEEE Std C95.1-2019 (Revision of IEEE Std C95.1-2005/ Incorporates IEEE Std C95.1-2019/Cor 1-2019), vol., no., pp.1-312, 4 Oct. 2019.

[18] Salari J C, Mpalantinos A and Silva J I, "Comparative Analysis of 2- and 3-D Methods for Computing Electric and Magnetic Fields Generated by Overhead Transmission Lines", in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 24, no. 1, pp. 338-344, Jan. 2009.

[19] El Dein A Z, Wahab M A A, Hamada M M and Emmary T H, "The Effects of the Span Configurations and Conductor Sag on the Electric-Field Distribution Under Overhead Transmission Lines", in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, no. 4, pp. 2891-2902, Oct. 2010.

[20] Mujezinović A, Čarsimamović A, Čarsimamović S, Muharemović A and Turković I, "Electric field calculation around of overhead transmission lines in Bosnia and Herzegovina", 2014 International Symposium on Electromagnetic Compatibility, 2014, pp. 1001-1006.

[21] Boteler D, Pirjola R, "The complex-image method for calculating the magnetic and electric fields at the surface of the Earth by the auroral electrojet", Geophys. J. Int. 1998, 132, 31–40.

[22] Rakhmanov N R, Kurbatsky V G, Guliyev H B, Tomin N V, and. Rakhmanov R N, "Analysis and modeling of harmonic distortions in consumer's distribution networks, containing a powerful non-linear load", In E3S Web of Conferences, vol. 58, p. 03015. EDP Sciences, 2018.

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R2-02

КВАЛИТЕТ И КОМПОНЕНТИ НА ЕЛЕКТРИЧНАТА ЕНЕРГИЈА КАЈ КРОВЕН ФОТОНАПОНСКИ СИСТЕМ ПОВРЗАН НА МРЕЖА

POWER QUALITY AND ENERGY COMPONENTS OF A ROOF GRID- CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEM

Ljupco ARSOV, University Sts. Cyril and Methodius, Skopje, R.N. Macedonia.
Iljas ILJAZI, South East European University, Tetovo, R.N. Macedonia
Ajladin ABAZI, South East European University, Tetovo, R.N. Macedonia
Zlatko NIKOLOVSKI, Loging Electronics Doo, Skopje, R.N. Macedonia
Slobodan MIRCHEVSKI, University Sts. Cyril and Methodius, Skopje, R.N. Macedonia

КРАТКА СОДРЖИНА

Поставувањето кровни фотонапонски системи, поврзани на дистрибутивната мрежа, во Република Северна Македонија расте со најголема брзина, споредено со другите извори на електрична енергија. Паралелно со ова растат и проблемите и загриженоста за квалитетот на електричната енергија, стабилноста и сигурноста на снабдувањето кај дистрибутивниот систем. Овој труд се бави со квалитетот и компонентите на електричната енергија кај фотонапонски систем инсталиран на кровот на фабрика за преработка на храна и поврзан на дистрибутивната мрежа. Направени се мерења и дискутирани се резултатите за индикаторите за квалитет на електричната енергија во согласност со европскиот стандард EN 50160. Исто така, поаѓајки од пристапот во стандардот IEEE 1459, идентификувани се и анализирани компонентите на енергијата. Разгледан е додатен индикатор за квалитетот на електричната моќност кој го одразува вкупното електромагнетно хармониско загадување. Резултатите од мерењето на компонентите на електричната енергија и факторот на дисторзија, помагаат за евалуација на интегралните ефекти од работата на фотонапонскиот систем, како и за евалуација на квалитетот, енергетска и финансиска валоризација на фотонапонскиот систем.

Клучни зборови: Фотонапонски систем, Квалитет на електричната енергија, Компоненти на електричната енергија

ABSTRACT

Installation of the roof grid-connected photovoltaic systems in Republic of North Macedonia increases with a maximal rate related to the other sources of energy. In parallel with that, increase the problems and concerns about power quality, stability and reliability of the distribution system. This paper deals with the power quality and energy components of a photovoltaic system installed on the roof of a food production facility and connected to the distribution grid. Measurements were done and the results are discussed for the quality indices according the Std. EN 50160. Also, according Std. IEEE 1459, the components of the electrical power were identified and analysed. An additional power quality indicator is discussed. Distortion factor reflects the total electromagnetic pollution. The results of the energy components and distortion factor measurement help for evaluation of the integral effects of the photovoltaic system operation, as well as evaluation of the quality, energy and financial valorisation of the photovoltaic system.

Key words: Photovoltaic, Power Quality, Power Components

Ljupco ARSOV, ljarsov@feit.ukim.edu.mk
Iljas ILJAZI, i.iljazi@seeu.edu.mk

1. ВОВЕД

Под квалитет на електричната енергија се подразбира степенот на исполнување на множество дефинирани индикатори кои во типични работни услови ги одсликуваат карактеристиките на изворот на напојување со напон и фреквенција. Овие индикатори, дефинирани во стандардот EN 50160. Карактеристики на напонот во јавни електроенергетски системи [1], се: варијација на фреквенцијата, варијација на напонот, фликери, дебаланс на напонот, присуство на хармоници, прекини и пропади на напонот, пораст и падови на напонот. Последниве децении, со развојот на енергетската електроника, односно развојот и користењето на голем број нови електронски уреди и опрема кои влијаат на квалитетот на електричното напојување, се создадоа услови за значајно нарушување на квалитетот. Широко распространетите нелинеарни товари, монофазни товари, како и електронски инвертори кои поврзуваат на мрежа многубројни системи за искористување на обновливите извори на енергија, го стават прашањето на квалитетот на електричната енергија како едно од најважните за операторите на дистрибутивни системи. Како секаде во светот и во Република Северна Македонија (РСМ), интензивно се инсталираат системи за користење на обновливите извори на енергија, особено фотонапонски системи (ФС) за директна конверзија на сончевото зрачење во електрична енергија. Во Табела 1. е прикажана состојбата (03.04.2024) со инсталираните капацитети во обновливи извори на енергија во Република Северна Македонија, според податоците на Агенцијата за енергетика на РСМ. РСМ е особено дарена со сончева ирадијација, погодна клима и други услови за инсталација и користење на фотонапонски системи за решавање на енергетските проблеми со низа погодности за здравјето на населението, околината и економијата.

Табела 1. Регистер на електроцентрали за производство на електрична енергија од обновливи извори на енергија (ОИЕ)

Тип на електроцентрала	Фотоволтаични	Мали хидро	Ветерници	Биогас	Биомаса	Вкупно
Број на постројки	427	106	2	7	1	543
Вк. инсталирана моќност MW	150,82	94,03	72,8	11,9946	0,60	330,24
План.годишно произв. MWh	190.006	328.643	178.600	101.516,8	4.200,0	802.966,59

Владата на РСМ со низа мерки ја подржува инсталацијата на ФС: субвенции за домакинствата во висина од 30% од инвестицијата, обезбеден откуп и повластена тарифа за инвеститорите во ФС, подготовка на локации за централизирани ФС. Ова доведе до многу голем интерес и забрзана изградба на ФС, меѓутоа со оглед на негативното влијание на ФС врз квалитетот на електричната енергија, можно е тоа да стане ограничувачки фактор при поголема пенетрација на ФС во дистрибутивниот систем..Заради ова е неопходно внимателно да се проучуваат изворите на нарушување на квалитетот на електричната енергија кај ФС, да се следи квалитетот во системот со цел да се намали ефектот на поедини извори врз квалтетот во точката на поврзување со системот – PCC (Point of Common Coupling).

Трудот, освен Воведот, содржи четири поглавја и список на користена литература. Во поглавјето 2 кратко е опишано влијанието и изворите на нарушување на квалитетот на електричната енергија кај ФС. Додека во поглавјето 3 е прикажано мерењето на квалитетот на електричната енергија во PCC кај кровен ФС. Во поглавје 4 се дадени зклучоците во поглед на влијанието на ФС врз квалитетот на електричната енергија.

2. ВЛИЈАНИЕ НА ФОТОНАПОНСКИТЕ СИСТЕМИ НА КВАЛИТЕТОТ НА ЕЛЕКТРИЧНАТА ЕНЕРГИЈА

Фотонапонскиот систем (ФС) се состои од фотонапонски панели, кои генерираат еднонасочна електрична моќност, DC/DC конвертор и DC/AC инвертор кој ја трансформира еднонасочната моќност во наизменична. Значи еднонасочен извор и електронска опрема која генерира нарушување на квалитетот на електричната енергија. Така ФС може да инектира во дистрибутивниот систем хармоници, еднонасочна струја, несиметрија на напонот и дисторзиона штетна електрична енергија.

2.1 Хармоници

Хармониското изобличување на напонот и струјата на излезот од ФС зависи од инверторот, DC/DC конверторот (нивната структура, филтерски елементи, управувачки алгоритми...), колата за

синхронизација со мрежата, варијациите на сончевото зрачење и условите на околината (температура, ветер, облачност.). Во Табела 2. се прикажани главните карактеристики (вкупното хармониско изобличување и излезна/влезна моќност) кај повеќе типови инвертори. Најдобри се инверторите со синусен излез, но тие се и најскапи. PWM (Pulse width modulation) инверторите имаат добра ефикасност, над 90% и изобличување на излезниот напон под 3%, што ги прави многу користени кај ФС.
DC/DC конверторот е управуван со MPPT (Maximum Power Point Tracking) алгоритам за следење на работната точка на максимална моќност на фотонапонскиот панел. Зависно од алгоритамот на излезот на конверторот се појавува помала или поголема варијација на еднонасочниот напон што како влез во DC/AC инверторот (кој за коректна работа бара што постабилен влезен напон) предизвикува зголемување на изобличувањето на излезниот напон од инверторот. Постојните DC/DC конвертори, кои користат конвенционални алгоритми, се доволно ефикасни и едноставни, но при работа со делумно засенчени панели стануваат неефикасни и се бара примена на посложени MPPT алгоритми за да се обезбедат помали флуктуации на излезниот DC напон од конверторот. Современте инвертори се двостепени, во првиот степен се врши функцијата на MPPT со што постојано се менува еднонасочниот напон на влезот на вториот степен, каде се реализира DC/AC конверзијата и на излезот се добива помалку или повеќе изобличен напон, зависно од наброените влијанија.

Табела 2. Карактеристики на поедини типови инвертори.

Параметар/Тип	Квадратен бран	Модификуван синусен бран	Импулсно широчинска модулација PWM	Синусен бран
Излезна моќност	До 1MW	До 2,5MW	До 20kW	До 100kW
Макс.ударно оптоварување	До 20 пати	До 4 пати	До 2,5 пати	До 4 пати
Ефикасност	78-90%	Над 90%	Над 90%	Над 90%
THD_v	До 40%	Над 5%	Под 3%	Под 3%

Сончевата ирадијација и условите на околината најзначајно влијаат на големината на хармониското изобличување на излезните величини од ФС. Пред, се ова е резултат на фактот дека хармониското изобличување на струјата на инверторот главно зависи од оптоварувањето. При мало оптоварување изобличувањето на струјата на инверторот е големо. Со оглед дека во текот на денот сончевата ирадијација се менува, се менува и излезната моќност од фотонапонските панели, односно оптоварувањето на инверторот, а со тоа се менува и тоталната хармониска дисторзија на струјата, од неколку десетини проценти до неколку проценти и обратно.
Индикаторите и границите за хармониското изобличување се дадени во стандардот EN 50160 [1] и стандардот IEC 61000-3 серија [2].
Мерките за намалување и елиминација на хармониците се со примена соодветни алгоритми, повисока фреквенција на узоркување на PWM во инверторот, активни и пасивни филтри, како и користење на посебни компензатори. Секако, тоа влијае на цената на ФС, како и на губитоците.

2.2 Резидуална струја

Инверторите во ФС кои немаат изолација помеѓу DC и AC страната, можно е да инектираат еднонасочна резидуална струја во AC страната. Повеќето инвертори немаат транформатори за изолација на DC и AC страната и, ако производителот не презел специјални мерки за изолација, можна е појава на еднонасочна компонента на струјата на AC страната. Ова може да предизвика оштетување на опремата и загрозување на безбедноста.
При појава на еднонасочна компонента на струјата на AC страната, неопходно е поставување на соответен уред за резидуална струја.

2.3 Несиметрија на напонот

При приклучување на ФС на дистрибутивниот систем може да се јави несиметрија на фазните напони. Оваа несиметрија е резултат од неунифорното приклучување на ФС на сите фази како и нивното оптоварување. Особено е можно кога еднофазен ФС се приклучува на трофазен систем. Овој проблем се квантифицира со процентуалното отстапување на негативната секвенца на напонот од позитивната, Според стандардот EN 50160, ова отстапување треба да биде помало од 2%. Заради ова неопходно е внимателно рамномерно приклучување на ФС инверторите по трите фази.

2.4 Дисторзиона енергија

ФС, освен моќноста на основниот хармоник, генерираат и моќност на повисоките хармоници. Оваа дисторзиона моќност се инектира во дистрибутивниот систем и предизвикува загревање на проводниците, трансформаторите и моторите, неисправна работа на заштитата, електронската опрема, енергетските преобразувачи, проводнички и собирнички систем итн.. Величината на овие несакани ефекти е пропорционална на величината на инектираната штетна енергија. Затоа за квалитетот на енергијата со која се снабдуваат потрошувачите би можело да се воведе додатен индикатор за учеството (присуството) на оваа штетна енергија, фактор на штетна емергија или фактор на дисторија. Ако се појде од пристапот на A.E. Emanuel [3] и стандардот IEEE 1459 [4], каде ефективните вредности на напонот V и струјата I се земаат во облик:

$$V^2=V_1^2+V_H^2=V_1^2\,(1+THD_V^2) \quad , \quad I^2=I_1^2+I_H^2=I_1^2(1+THD_I^2) \text{ ..... (1)}$$

каде THD_V е тоталната хармониска дисторзија на напонот дадена со изразот

$$THD_V=\frac{\sqrt{(V_2^2+V_3^2+..+V_n^2)}}{V_1} \text{ ..... (2)}$$

додека Vn е RMS напон на n-тиот хармоник, а V_1 е RMS напон на основниот хармоник.
Истиот THD облик е применлив и за хармониците на електричната струја.
Привидната моќност во услови на дисторзија би била:

$$S^2=S_1^2+S_D^2=P_1^2+Q_1^2+D_I^2+D_V^2+D_{IV}^2=P_1^2+Q_1^2+S_D^2 \text{ ..... (3)}$$

Каде $S_1 = V_1 I_1$ е моќноста на основниот хармоник, $D_I = I_H V_1 = S_1THD_I$ е моќноста на дисторијата на струјата, $D_V = I_1V_H = S_1THD_V$ е моќноста на дисторзијата на напонот. D_I и D_V даваат колкава дисторзиона моќност (VA) може да се припише на дисторзијата на струјата, односно на дисторзијата на напонот. $D_{IV}=I_HV_H = S_1\ THD_I\ THD_V$ е дел од привидната моќност заради симултаната дисторзија на напонот и струјата. Изразот (3) преставува декомпозиција на привидната моќност практично иста со декомпозицијата што ја предложил C.I. Budeanu [5] 1927 година и која долго била користена.Користејќи го стандардот IEEE 1459, може да се воведат овие дефиниции за факторот на моќност [6], [7]..

$$PF=\frac{P}{S}=PF_1\cdot\frac{\left[1+(P_H/P_1)\right]}{\sqrt{1+THD_I^2+THD_V^2+(THD_ITHD_V)^2}} \quad \text{или} \quad PF=PF_1\cdot PF_D \text{ ... (4)}$$

каде

$$PF_1=\cos\theta_1=\frac{P_1}{S_1} \text{ ..... (5)}$$

PF_1 - претставува фактор на моќност на основната фреквенција, или фактор на моќност на поместување (Displacement power factor).

$$PF_D=\frac{\left[1+(P_H/P_1)\right]}{\sqrt{1+THD_I^2+THD_V^2+(THD_ITHD_V)^2}} \text{ ..... (5)}$$

PF_D – претставува фактор на дисторзиона моќност, (Distortion power factor),.
каде: P – е активна моќност, S – привидна моќност, P_1 – активна моќност на основнаиот хармоник, P_H – активна нефундаментална моќност, THD_I – тотална хармониска дисторзија на струјата, THD_V – тотална хармоникна дисторзија на напонот.[6], [7].
Од погорните релации се добива и врската помеѓу S_D – привидната дисторзиона моќност и S_1 – привидната фундаментална моќност:

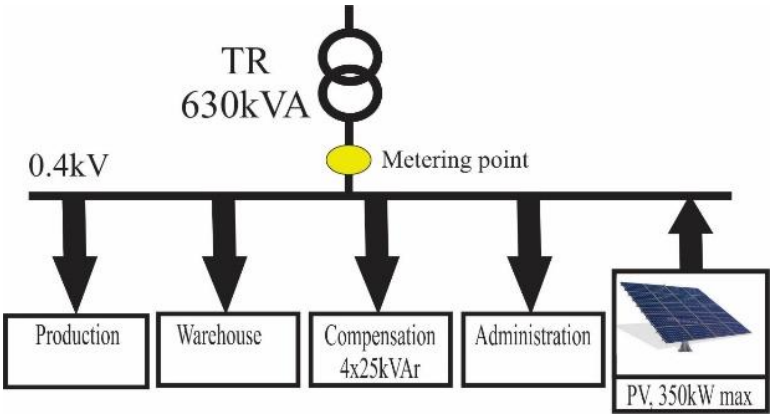
$$S_D=S_1\sqrt{(THD_I^2+THD_V^2+THD_I^2*THD_v^2)} \text{ ..... (6)}$$

Од овде се наметнува дефинирање на $DF=S_D/S_1$ -фактор на дисторзија кој ја дава штетната дисторзиона моќност нормирана со моќноста на основниот хармоник. Овој индикатор го одразува електромагнетното загадување на електричната моќност, односно преставува индикатор за квалитетот на елктричната

енергија. Заради ограничување на штетите на опремата и уредите и контрола на квалитетот на електричната енергија би требало да се воведе горна граница под која во текот на една недела, во нормални работни услови, треба да бидат 95% од десетминутните средни вредности на овој индикатор...

3. МЕРЕЊЕ НА КВАЛИТЕТОТ НА ЕЛЕКТРИЧНАТА ЕНЕРГИЈА

Мерењата на квалитетот на електричната енергија се вршени кај типичен ФС, инсталиран на кровот фабрика за преработка на храна. ФС, со инсталирана моќност од 350kWp, е наменет да ги покрие потребите за електрична енергија на погонот и вишокот да го ипорачува на дистрибутивниот систем. Еднополна шема на поврзување на системот е прикажана на Слика 1.

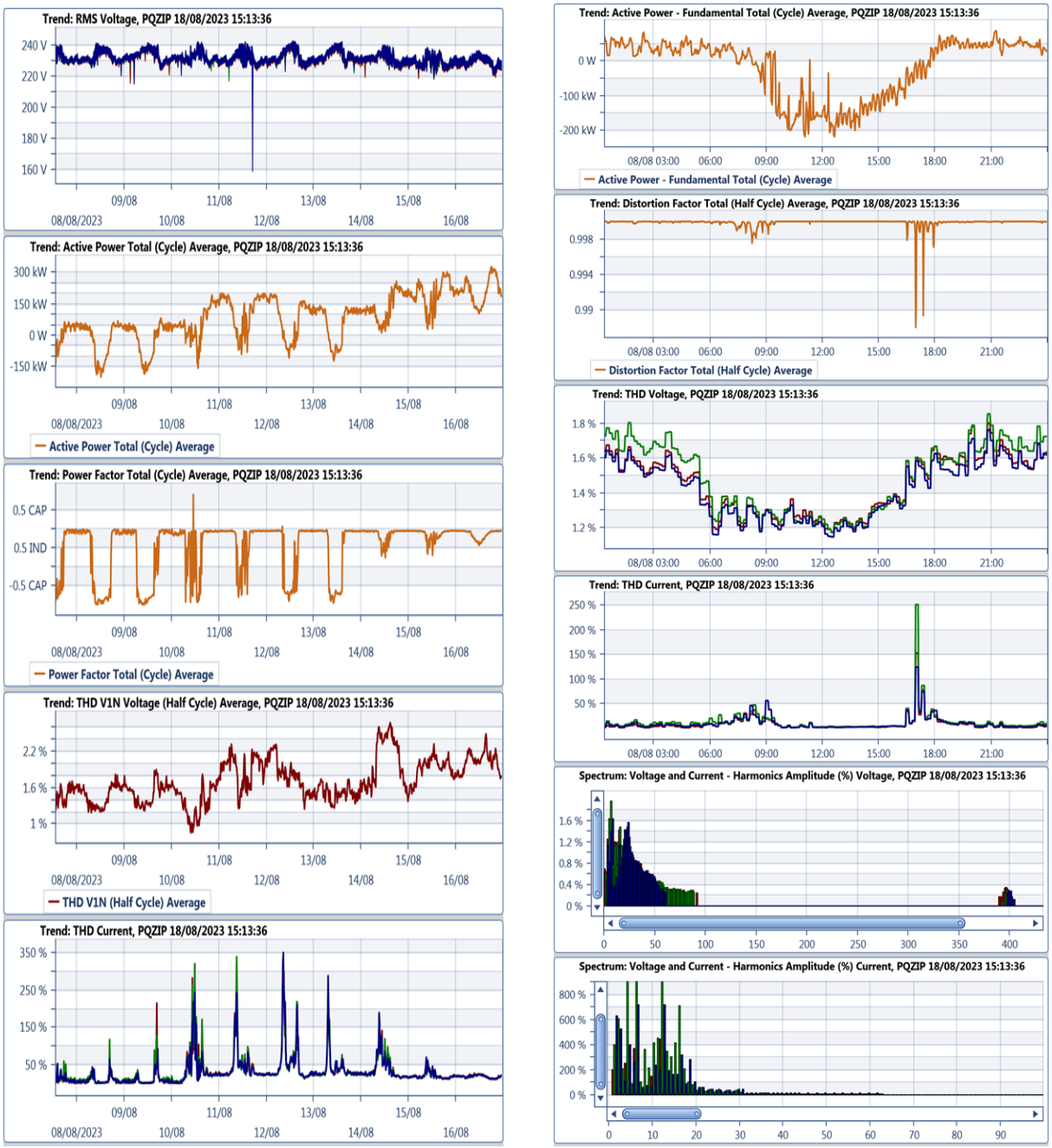


Слика 1. Еднополна шема на поврзување на фотонапонскиот систем

На нисконапонската страна се поврзани производството и магацинот (фрижидери, мотори, клима уреди, грејачи, светла, компјутери), компензација на реактивна моќност со четиристепен регулатор, администрација (компјутери, клима уреди, светла) и ФС. Инсталираната моќност на ФС е поголема од номиналното оптоварување и во сончеви денови системот испорачува енергија во дистрибутивната мрежа.

Мерењата на квалитетот на електричната енергија се направени во согласност со стандардите EN 50160 и IEEE 1459. За мерење е користен инструментот ELSPEC Blackbox G4500, брз моќен анализатор, со висока резолуција, со 1024 примероци по циклус (или 51,2 KS/s), кој ги архивира параметрите без усреднување, Изведени се три анализи на мерните резултати: анализа во временски домен, вклучувајки настани и транзиенти, анализа во фреквентен домен, и анализа на индикаторите за квалитет согласно стандардите EN 50160 и IEEE 61000-3 серија. Мерењата се вршени во текот на летниот период. Времетраењето на снимањето беше една недела.

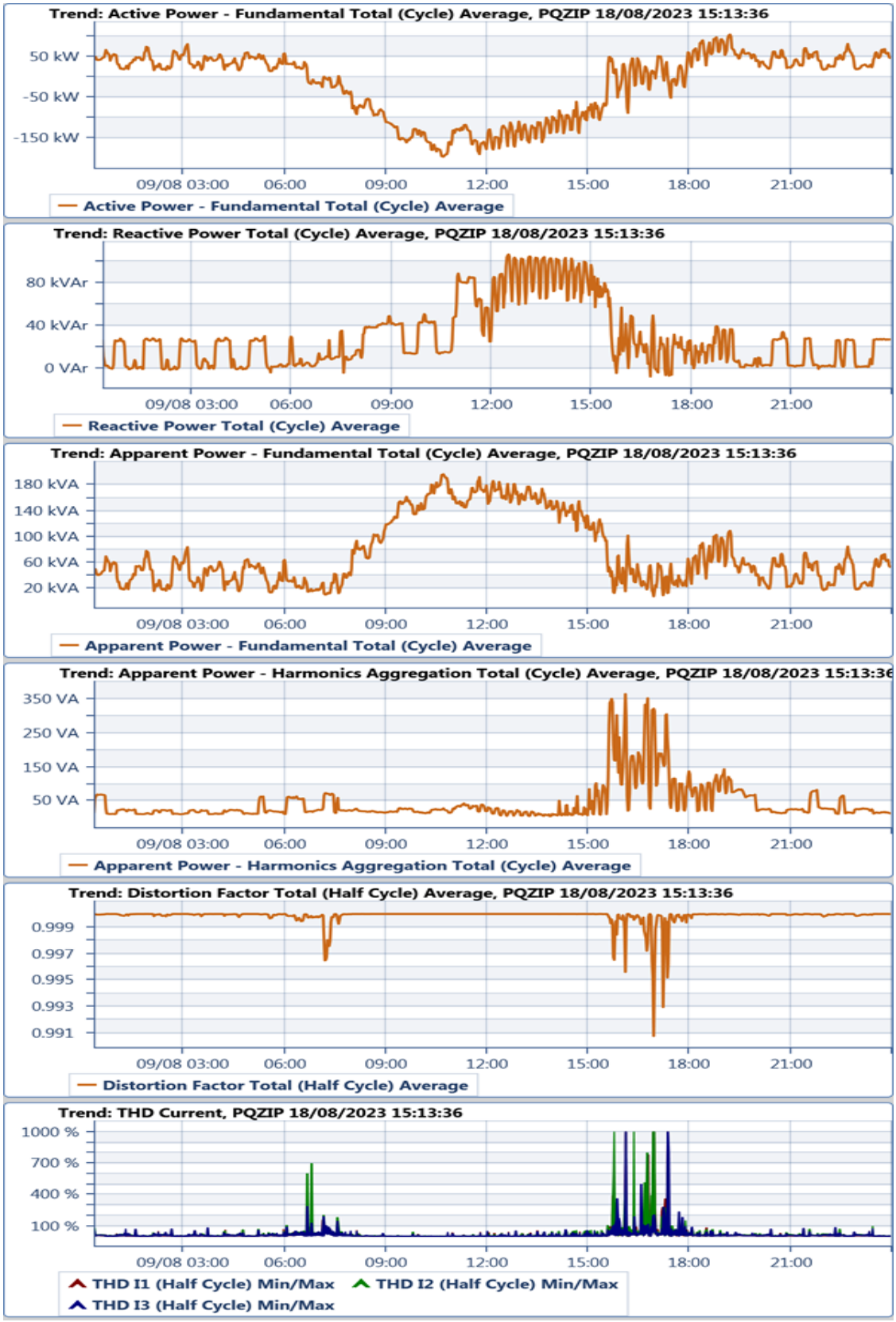
На Слика 2. прикажани се мерењата на параметри на моќноста во точката на поврзување со дистрибутивниот систем. На левата страна на сликата 2, одозгора надолу, прикажани се промените во текот на една недела на напонот, активната моќност, факторот на моќноста, тоталната хармониска дисторзија на напонот и тоталната хармониска дисторзија на струјата. На десната страна на слика 2, прикажани се мерењата за еден типичен ден. Дадена е дневната промена на активната моќност, промената на факторот на дисторзија, промената на тоталната хармониска дисторзија на напонот, тоталната хармониска дисторзија на струјата. Исто така, на десната страна најдолу, прикажани се хармониците на напонот и хармониците на струјата при повисока моќност на фотонапонскиот систем во 15 часот.



Слика 2 Неделен и дневен од на.параметрите на моќноста во точката на поврзување со мрежата

3.1 Мерење на компонентите на моќност

Согласно Стандардот IEEE 1459, мерени се компонентите на моќноста, привидната моќност S, привидната моќност на основниот хармоник S_1, активната и реактивната моќност на основниот хармоник, како и привидната моќност на хармониците. Резултатите се прикажани на Слика 3. На сликата, одозгора надолу, е дадена промената во текот на денот на активната и реактивната моќност на основниот хармоник, промента на привидната моќност на основниот хармоник и вкупната привидна моќност на останатите хармоници до ред 40, а подолу, факторот на дисторзиона моќност и тоталната хармониска дисторзија на струјата. Мерењата се вршени во текот на денонокието, 24 саати, така да може да се анализира периодот кога фотонапонскиот систем работи и периодот кога не работи.



Слика 3. Компоненти на моќноста во точката на поврзување со дистрибутивниот систем

Анализаторот ELSPEC Blackbox G4500, што беше користен за снимање на квалитетот има посебен софтвер за генерирење извештај за квалитетот на моќноста согласно стандардот EN 50160. Со оглед на ограниченият простор, подолу се дадени само неколку делови од извештајот.

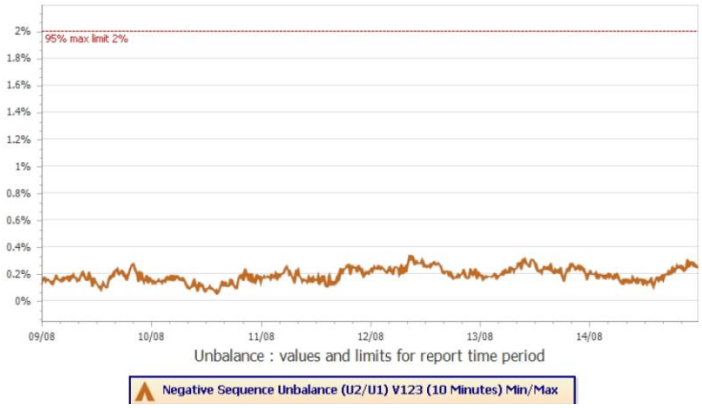
3.2 Хармоници и THD на напонот

Во нормални работни услови, во текот на една недела, 95% од 10 минутните средни ефективни вредности на поедини хармоници треба да бидат помали или еднакви со границите дадени во стандардот. THD на напонот (вклучувајки ги сите хармоници до 40 ред) треба да биде помал или еднаков на 8%, за 95% од времето во една недела
Напоните на хармониците се помали од дозволените: поминува
Тоталното хармониско изобличување на напонот THD_V е помало од 1,6% , а дозволено е до 8%:.

Слика 4. Хармоници и THD на напонот

3.3 Несиметрија на напонот

Во нормални работни усови, во текот на неделета, 95% од 10 минутните средни вредности на ефективната вредност на негативната секвенца на напонот, треба да бидат во границите на вредноста на позитивната секвенца со разлика од 0 до 2%.
Несиметријата на напонот е до 0,24%, а дозволено е до 2%: поминува.



Слика 5. Несиметрија на напонот

3.4 Дискусија на резултатите

Резултатите од мерењата дадени на Слика 2., како и извештајот за квалитетот на електричната моќност, согласно стандардот EN 50160, генериран од анализаторот ELSPEC Blackbox, покажаа дека индикаторите за квалитет на моќноста во точката на поврзување со дистрибутивниот систем (PCC) се во специфицираните граници и покажуваат висок квалитет на електричната моќност.
Параметрите, кои заради ограниченият простор не се прикажани, се доста под граничните вредности:
Варијациите на фрекфенцијата се во границите (49,929 -50,078), а дозволено е во граници (49,5-50,5).
Варијациите на напонот се во граници (100,55-104,14)%Un, а дозволено е (90-110)%Un.
Настани, како пропади, прекиди, пораст, намалувања на напонот, не се регистрирани.
Во посматраниот период се гледа повторувањето на дневно ниво на одот на моќноста, факторот на моќноста, напонот, тоталното хармониско изобличување на напонот и струјата THDv и THD_I , што е водено пред се од одот на ирадијацијата. При мала ирадијација,односно мала моќност , паѓа факторот на моќноста PF, а тоталното хармониско изобличување на струјата THD_I и индикаторот за дисторзиона штетна моќност DF се зголемуваат. Тоталното хармониско изобличување на напонот е мало, има дневен од и се намалува кога ФС работи. Значи ФС позитивно влијае на квалитетот на напонот во точката на конекција со дистрибутивниот систем. Тоталното хармониско изобличување на струјата не е големо, типично околу 10%, Се зголемува краткотрајно кога ФС работи со мала моќност. Во овој случај снабдувањето со електрична енергија е исклучиво од мрежата и факторот на моќноста преставува факторот на моќност од инсталираните уреди.
Мерењата на компонентите на моќноста, прикажани на Слика 3. покажуваат дека моќноста на дисторзијата S_H е мала. Во оваа моќност доминира членот од дисторзијата на струјата D_I. Затоа индикаторот на дисторзионата моќност DF, е одреден и го следи главно тоталното хармониско изобличување на струјата THD_I.
На сликата 2 се забележува појава на супрахармоници од 400-ти ред, односно фреквенција 20kHz, а вредностите се околу 0,4% од основниот. Нивната појава е очекувана и типична за апликациите со DC/AC конверзија. За супрахармониците сеуште не постои регулатива околу нивните гранични вредности и тоа е следниот предизвик за стандардизационите тела.

4. ЗАКЛУЧОК

Во трудот е дискутирано влијанието на фотонапонски систем врз квалитетот на електричната моќност. Направени се мерења и оценет е квалитетот на електричната моќност кај кровен ФС поврзан на мрежа.
Мерењата покажаа дека квалитетот на електричната моќност во точката на поврзување е висок, гледајки ги сите индикатори за квалитет според стандардот EN 50160. Тоа се должи на изборот на квалитетни компоненти за ФС, пред се квалитетни инвертори. При работа на висока моќност, новите типови ивертори инектираат во мрежата електрична енергија со висок квалитет и го подобруваат квалитетот на електричната моќност во точката на поврзување со дистрибутивниот систем, бидејќи производството и потрошувачката се локални и помалку имаат влјание на нелинеарните товари во мрежата.
Мерењата на компонентите на електричната моќност според стандардот IEEE1459, покажаа дека дисторзионата моќност, за разлика од моќноста на основниот хармоник која ја следи ирадијацијата, не се менува драстично во текот на денот. Како доминантен член во дисторзионата моќност се јавува моќноста на дисторзијата на струјата.
Дополнителниот индикатор за квалитет на електричната моќност DF, го интегрира ефектот од хармониското изобличување на струјата и ефектот од хармониското изобличување на напонот, и е добар индикатор за вкупното електромагнетно загадување и потенцијалните штети.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Стандард EN 50160:2022, Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity network
[2] Стандард IEC 61000 -3 SER: 2024, Electromagnetic compatibility, IEC
[3] Emanuel A.E., 1990, Powers in Nonsinusoidal Situations –A Rewiev of Definitions and Physical Meaning, IEEE Trans. On Power Delivery, Vol.3, No 5
[4] Стандард IEEE 1459: 2010, IEEE Standard Definitions for Measurement of Electric Power Quantities under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced or Unbalanced Conditions, IEEE
[5] Budeanu C. I., 1927, Puissances Reactives et Fictives, Inst. National Roumain pour l'Etude de l'Amenagement et de l'Utilisation des Sources d' Energie, Bucarest
[6] Алајдин Абази, Илјас Илјази, Љупчо Арсов, 2013, "Квалиет на доставената електрична енергија и Европските стандарди", Прилози XXXIV 1-2, ISSN 1857-6656, МАНУ
[7] Iljas Iljazi, Zlatko Nikolovski, Mille Markovic, Zlatko Krstevski, Aljadin Abazi, "Power Factor Correction at Time Variant Load in Presence of Distortions, B4-174R-MK, makoCIGRE 2015

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R2-03

PREGLED ISTRAŽIVANJA KVALITETA ELEKTRIČNE ENERGIJE U CRNOJ GORI I REGIONU SA ASPEKTA UTICAJA RADA MALIH NELINEARNIH POTROŠAČA I DISTRIBUIRANIH GENERATORA

OVERVIEW OF POWER QUALITY RESEARCH IN MONTENEGRO AND THE REGION CONSIDERING THE EFFECTS OF SMALL NON-LINEAR LOADS OPERATION AND DISTRIBUTED GENERATORS

Vladimir KATIĆ, Univerzitet u Novom Sadu, Fakultet tehnikih nauka, Novi Sad, Srbija
Saša MUJOVIĆ, Univerzitet Crne Gore, Elektrotehnički fakultet, Podgorica, Crna Gora

KRATAK SADRŽAJ

U radu je dat pregled istraživanja parametara kvaliteta električne energije (KVEE) u Crnoj Gori i regionu. Fokus je bio na radovima koji prikazuju rezultate merenja viših harmonika struje i napona poteklih kao posledica rada malih nelinearnih potrošača, ali i ostalih parametra KVEE. U skladu sa novim tendencijama, u pregled su uključeni i radovi sa prikazom ispitivanja malih elektrana (distribuiranih generatora). Pregled ukazuje da se ovoj problematici posvećivala i posvećuje značajna pažnja, a da su izrazite doprinose dali centri istraživanja na Elektrotehničkom fakultetu u Podgorici (Crna Gora), Fakultetu tehničkih nauka u Novom Sadu (Srbija), Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu (Srbija), kao i Elektronskom fakultetu u Nišu (Srbija) i Elektrotehničkom fakultetu u Istočnom Sarajevu (BIH). Pored toga, uočeni su i prilozi stručnjaka iz Elektroprivrede Crne Gore (EPCG) i Elektroprivrede Srbije (EPS). Na ovaj način se istraživačima i stručnjacima iz oblasti daje koristan uvid u stanje rada, kao i dobra polazna osnova za dalji razvoj.

Ključne riječi: Kvalitet električne energije, Merenja i ispitivanja, Crna Gora i region

ABSTRACT

The paper provides an overview of research into the power quality (PQ) in Montenegro and the region. The focus was on the papers, which show the results of measurements, primarily of current and voltage harmonics arising as a consequence of the operation of small non-linear loads, but also of other PQ parameters. Following the new trends, the review also includes papers with the presentation of tests of small power plants (distributed generators). The overview proves that considerable attention was and is being paid to this issue and that significant contributions were made by research centers at the Faculty of Electrical Engineering in Podgorica (Montenegro), the Faculty of Technical Sciences in Novi Sad (Serbia), the Faculty of Electrical Engineering in Belgrade (Serbia), as well as Faculty of Electronics in Niš (Serbia) and Faculty of Electrical Engineering in East Sarajevo (BiH).In addition, the contributions of experts from the Electric Industry of Montenegro (EPCG) and the Electric Industry of Serbia (EPS) were observed. In this way, researchers and experts in the field are given a useful insight into the state of work, as well as a solid starting point for further investigations.

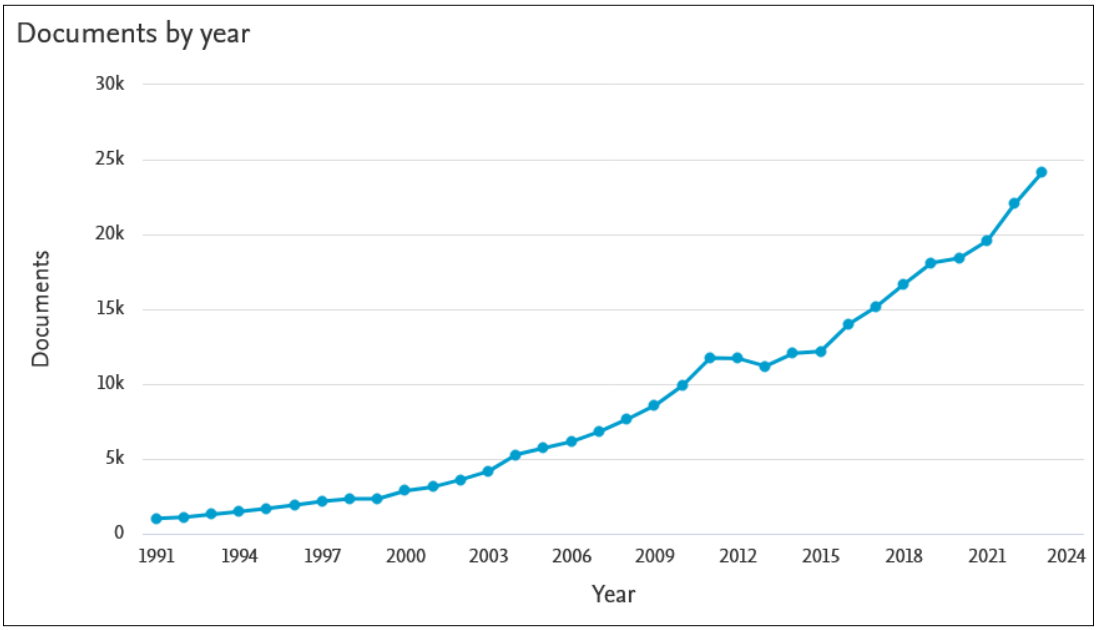
Keywords: Power Quality, Measurements and Testing, Montenegro and the region

Vladimir Katić: katav@uns.ac.rs
Saša Mujović: sasam@ac.me

1. UVOD

Problematika kvaliteta električne energije (KVEE) u užem smislu (po pojedinim aspektima) prisutna je u naučnoj i stručnoj javnosti još od početka elektrifikacije, a u punom obimu poslednjih pedesetak godina. U početku je najviše bila orijentisana na pitanja kvaliteta isporuke električne energije, tranzijentnih pojava u sistemu i efekte na osetljive potrošače (računare i računarske sisteme), a kasnije i na kvalitet isporučene energije, odnosno na istraživanje viših harmonika i kvalitet napona, te uticaja priključenja distribuiranih generatora na

bazi obnovljivih izvora energije [1-6]. I pored duge istorije i mnoštva objavljenih naučnih i stručnih publikacija, te radova u časopisima i na konferencijama, ona je i dalje u vrhu interesovanja i predmet brojnih istraživanja. Na slici 1, prikazan je trend publikovanja radova ili referata objavljenih u naučnim časopisima ili na vrhunskim naučnim konferencijama prema digitalnoj bazi Scopus u periodu 1991-2023. god., a koji u svom naslovu, abstraktu ili ključnim rečima imaju termin *„Power Quality"*. Vidi se da godišnji broj publikacija konstantno raste i da se približio broju od 25.000 naslova/god. sa daljim rastućim trendom. Tome naročito doprinosi sve šire korišćenje nelinearnih potrošača u vidu PC računara i opreme, računarski baziranih sistema, zabavne elektronike, hardvera za gejming industriju, algoritama veštačke inteligencije i obrade kriptovaluta (Blokčejn), punjača baterija mobilnih uređaja i baterijskih ili *plug-in* hibridnih električnih vozila, visoko-efikasnih regulisanih elektromotornih pogona, robotskih sistema, kao i priključenje distribuiranih izvora i sistema za skladištenje električne energije. Ovi elementi se sve češće spominju u sklopu pametnih mreža (*Smart Grids*), odnosno vezuju za mikromreže (*Microgrids*), kao novu organizacionu strukturu unutar EES-a.
Na prostorima Crne Gore i šire, regiona zapadnog Balkana, ovim pitanjima posvećivana je dužna pažnja. Brojni istraživači ili istraživački timovi razmatrali su ovu problematiku, davali svoje naučne doprinose i time pratili svetske trendove. Posebno su tretirana pitanja kvaliteta električne energije u distributivnim mrežama, te uticaj brojnih malih potrošača. Rezultati istraživanja su prikazivani naučnoj i stručnoj javnosti putem svetski priznatih časopisa, ali na većem broju regionalnih međunarodnih i domaćih konferencija ili savetovanja.



(Izvor: Scopus (https://www.scopus.com)

Slika 1 -Pregled godišnje publikovanih radova na temu kvaliteta električne energije

Cilj ovog rada je da predstavi pregled najznačajnijih naučnih i stručnih radova, koji su bili dostupni autorima sa motivacijom da se dobije jedan celoviti uvid i ukaže na najznačajnije naučne doprinose istraživača iz naših krajeva, ali i da uputi stručnu javnost na istraživačke potencijale u regionu. U tom smislu, autori su pored ličnog poznavanja tematike, izvršili i pregled najznačajnijih regionalnih časopisa i konferencija u kojima su objavljivani radovi relevantni za ovu problematiku. Pregledani su časopisi *ETF Journal of Electrical Engineering* (izdavač ETF Podgorica, Crna Gora), *Bosanskohercegovačka Elektrotehnika* (izdavač BH CIGRE, Bosna i Hercegovina), *Serbian Journal of Electrical Engineering* (izdavač FTN Čačak, Srbija), *Facta Universitatis: Series Electronics and Energetics* (izdavač Univerzitet u Nišu, Srbija), *Tehnika – Elektrotehnika* (izdavač Savez inženjera i tehničara Srbije, Beograd, Srbija) i *Energija, Ekonomija i Ekologija* (izdavač Savez energetičara, Beograd, Srbija), kao i zbornici radova sa stručnih konferencija *INFOTEH-Jahorina* (izdavač, ETF Istočno Sarajevo, Bosna i Hercegovina), *ETAN/IcETRAN* (izdavač Udruženje ETRAN, Beograd, Srbija), *CIRED Srbije* (izdavač Nacionalni komitet CIRED Srbija), *CIGRE Crne Gore* (izdavač Nacionalni komitet CIGRE Crna Gora) i *CIGRE Srbija* (izdavač Nacionalni komitet CIGRE Srbija). Iz njih su izdvojeni najinteresantniji radovi, sistematizovani i tematski grupisani, i iskorišćeni da se predstavi pregled stanja u ovoj oblasti. S obzirom na ograničen prostor, nisu mogli biti predstavljeni svi važni rezultati, ali se autori nadaju da je i prikaz ovog obima dovoljan da se uoči značajna prisutnost problematike KVEE u istraživanjima na ovim prostorima, kao i visoki nivo doprinosa i stručnost naših naučnika i istraživača.

2. METODE ISTRAŽIVANJA

Istraživanja problematike KVEE vezne za uticaj malih potrošača i distribuiranih generatora na bazi obnovljivih izvora energije rađena su generalno na tri načina:
1. teoretskim pristupom, koji je podrazumevao definisanje, opisivanje, objašnjavanje, klasifikaciju i matematičko modelovanje pojedinih ili svih parametara KVEE,
2. računarskim simulacijama, što je uključivalo računarske modele električne mreže, potrošača i izvora, primenu opšte prihvaćenih softverskih alata (kao na prim. MATLAB/Simulink) ili specijalizovanih softverskih paketa (na prim. DigSilent, Harmflow, i sl.) i
3. merenjem u laboratoriji ili na terenu, kao delu praktičnog pristupa, utvrđivanju stanja, eksperimentalnih provera ili povremenih, odnosno redovnih ispitivnja parametara KVEE.
Zbog obimnost materijala i ograničenog prostora u ovom radu će biti razmatrani uglavnom radovi koji su predstavili i koji sadrže rezultate merenja, bilo u laboratoriji, bilo na terenu.

2.1 Način i mesto merenja

Laboratorijska merenja parametara KVEE najčešće su se sprovodila u uslovima sličnim stvarnim, koji vladaju kod priključenja malih nelinearnih potrošača. To je podrazumevalo i pozadinsko harmonijsko izobličenje mrežnog napona, kao i komutacije, smetnje i šumove iz okolne mreže. Rađena su u kraćim vremenskim intervalima (nekoliko sati), uglavnom fokusirana na jedan ili nekoliko parametara, a merenja su vršena direktno na priključcima pojedinačnih ili grupisanih uređaja.
Merenja na terenu, s druge strane, rađena su uglavnom profesionalnom instrumentacijom prema definisanim procedurama i standardizovanim metodama [4, 7]. Ugavnom su mereni osnovni energetski parametri, izobličenja struje i napona (viši harmonici) ili pojedine kratkotrajne deformacije napona (propadi, poskoci, nesimetrija, fliker i sl.). Merno mesto je bilo na mestu zajedničkog priključenja ovih potrošača, tj. na sabirnicama razvodne table ili distributivnog transformatora, a trajanje (obično) 7 dana, čime su bili obuhvaćeni dnevni radni ciklusi i vikendi.

2.2 Merna instrumentacija

Za merenja parametara KVEE uglavnom je korišćena laboratorijska ili profesionalna instrumentacija. Ranih devedesetih godina prošlog veka, kod privih merenja nije postojala odgovarajuća profesionalna merna oprema, pa su korišćena inovativna, nova rešenja instrumentacije [8, 9]. Kasnije se pojavio niz industrijskih mernih sistema, bilo kao monofazni, ručni instrumenti (na pr. Fluke i sl.), bilo kao trofazni sistemi za dugotrajna merenja i/ili monitoring u pogonu ili polju (na pr. DranetzPG4400, CA 8334 i sl.) [10, 11].

2.3 Primenjeni standardi

Kod verifikacije i ocenjivanja rezultata merenja, korišćeni su uglanom poznati evropski (EN 50160) i svetski (IEC serije 61000) standardi, koji su vremenom evoluirali i osavremenjavali se. Ipak, treba primetiti da osnovne postavke i propisani limiti se nisu značajnije menjali [4, 7, 12 – 14].

3. PREGLED ZNAČAJNIJIH REZULTATA

Prema raspoloživoj literaturi, merenjem i praćenjem parametara KVEE se istraživači i stručnjaci u Crnoj Gori i regionu bave već više od 30 godina. Prva merenja, korišćenjem specijalno razvijene instrumentacije ([8]) sprovedena su u Srbiji na elektrodistributivnom konzumu JP "Elektrovojvodine" tokom devedesetih godina prošlog veka [4, 15]. Kasnije se radilo više na merenju uticaja malih nelinearnih potrošača, prvenstveno u Crnoj Gori i Srbiji, prvo u laboratorijama, a kasnije i na terenu na mestima gde su ovi protrošači bili grupisani, pa i šire na srednje-naponskoj distributivnoj mreži. U poslednje vreme, značajna su istraživanja i uticaja distribuiranih generatora (solarnih foto-naponskih, malih hidro elektrana i vetroelektrana) naročito u Srbiji i Bosni i Hercegovini. U nastavku će biti dat pregled radova u kojima su predstavljeni rezultati ovih merenja i analiza. Treba napomenuti da je dosta rađeno i na istraživanju uticaja većih, industrijskih potrošača, kao i o efektima i stanju u prenosnoj mreži, ali to nije tema ovog rada.

3.1 Merenja u laboratoriji (pojedinačni potrošači)

U laboratorijskim uslovima, objekat merenja bili su razni pojedinačni nelinearni potrošači malih snaga, pre svega računarski i elektronski (kućni) uređaji. Oni se karakterišu svojom napojnom jedinicom (engl. *Power Supply Unit*) opremljenom pretvaračem mrežnog (AC) napona u jednosmerni (DC) na bazi monofaznog diodnog (Gretz-ovog) pretvarača (ispravljača) sa kapacitivnim filterom na DC strani, a koji povlači impulsnu struju iz mreže.

Takođe, merenja su vršena i na novijim vrstama sijalica (CFL i LED), koje takođe imaju slične AC/DC pretvarače u grlu sijalice, kao i na raznim tipovima klima uređaja, te drugim malim potrošačima. U radovima [16 – 20] dati su rezultati merenja nekih vrsta malih potrošača, u [21 – 22] novih vrsta sijalica, a u [23 – 25] uticaj rada klima uređaja. Posmatrani su viši harmonici u vidu individualne i ukupne harmonijske distorzije struje (HDI i THDI u %) i napona (HDU i THDU u %), koji se javljaju na njihovim priključcima, kao i energetski parametri (struja, napon, aktivna (P), reaktivna (Q) i prividna snaga (S), snaga distorzije (D), faktor snage, fliker i dr.). U ovim istraživanjima se ističu timovi sa Elektrotehničkog fakulteta u Podgorici (Crna Gora), Fakulteta tehničkih nauka (FTN) u Novom Sadu (Srbija), Elektronskog fakulteta u Nišu (Srbija) i Elektrotehničkog fakulteta u Beogradu (Srbija). U nastavku, dat je detaljniji uvid u pomenute radove.
U [16 - 17] detaljno je analiziran rad stonih računara i računarske opreme (štampači) i ukazano na njihov uticaj na nivo izobličenja struje i napona, odnosno na visoke vrednosti THDI, HDI i snage distorzije. U [18] razmatrani su mali potrošači tipa mesoreznice, TV aparata, projektora, neonske svetiljke, lap-top računara (bez ugrađene baterije), lap-top računara sa ugrađenom baterijom, klima uređaja stare generacije i klima uređaja novije generacije. Izvršena su odgovarajuća merenja korišćenjem profesionalnog osciloskopa, a zatim su talasni oblici obrađeni i analizirani posebno razvijenim softverom (autor Saša Mujović). Rezultati ukazuju na različite nivoe uticaja, koji se kreću od oko THDI=10% za mesoreznicu i projektor, do čak THDI=103% za TV. Na kraju, posle uporedne analize, zaključeno je da TV uređaj unosi najveće "zagađenje" u mrežu. Ipak, zbog njegove male snage uticaj na mrežu nije značajan. U [19], autori su analizirali neke karakteristične nelinearne potrošače (računare, TV aparate, fluorescentne svetiljke), ali takođe i zajednički uticaj ovih opterećenja (mešovita opterećenja). Ukazano je da najveća izobličenja unose računari, dok nešto manju TV uređaji i fluorescentne sijalice. Kod mešovitih opterećenja, ukupna reaktivna snaga je induktivnog karaktera (uticaj prigušnica fluo-cevi), a faktor snage, usled visoke snage distorzije, veoma nizak. Kod grupisanih računara, pored izobličenja struje, uočen je i negativan uticaj na izobličenje napona, kao i pojava dodatnog opterećenja (harmonika) u struji nultog provodnika. Ove pojave su dodatno anlizirane u [20], gde je njihovim matematičkim modelovanjem postavljena osnova za dalja istraživanja.
U [21] opisani su prvo uticaji pojedinačnih sklopova električnog sistema, a zatim su detaljnije analizirani i mereni energetski parametri, uključujući i snagu distorzije, razih vrsta malih potrošača tipa sijalica (sa užarenim vlaknom, fluorescentne cevi, kompaktne fluo-cevi, LED sijalice, LED reflektori) i jednog stonog računara. Uočene su visoke vrednosti snage distorzije kod svih sijalica, pa čak i kod onih sa užarenim vlaknom, što upućuje na značajno harmonijsko izobličenje struje i izaziva dodatne gubitke u mreži. U [22] su mereni i analizirani uticaji LED sijalica, ali i lap-top računara, klima uređaja i frižidera. Mereno je strujno izobličenje u vidu THDI [%] i pojedinačnih harmonika I_n (n=3,5,7,...), te predstavljena zavisnost ovih veličina od varijacija mrežnog napona. Krive zavisnosti su dodatno modelovane polinomskim funkcijama i fitovane. Ukazano je da se nivo strujne distorzije, kao i fazni uglovi pojedinih harmonika menjaju u zavisnosti od nivoa napona napajanja, ali i da je njihova zavisnost nije jednaka niti uvek linearna.
U [23 – 25] su detaljnije analizirani rad i uticaji različitih generacija klima uređaja u pojedinačnom radu. U [23] je razmatrano strujno izobličenje, u [24] naponsko, tj. uticaj na nivo priključnog napona i njegovo izobličenje, a u [25] uticaj na tranzijentne poremećaje u distributivnoj mreži. Ukazano je na uticaj ovog tipa potrošača na dodatne gubitke u distributivnoj mreži, naročito tokom toplih letnjih dana, kao i u prelaznim periodima (proleće i jesen) kada se klima uređji koriste za dogrevanje. Uočeno je i veliko strujno i naponsko izobličenje i predložene mere za njegovo otklanjanje.
Generalno, može se zaključiti da pojedinačni mali nelinearni potrošači izazivaju veliku distorziju struje, ali da zbog njihove male snage, uticaj na karakteristike mrežnog napona nije veliki i da se u većini slučajeva može zanemariti.

3.2 Merenja u objektima ili na terenu (grupisani mali potrošači)

Mali potrošači često se grupišu u klastere, odnosno veće celine i time postaju značajniji potrošači, čime prethodni zaključak upućuje na potrebu dodatnih istraživanja. Dobar primer su slučajevi računarskih centara unutar fakulteta ili univerziteta, zatim kompjuterske igraonice, "kopačice" kriptovaluta i sl. Grupisanje računara i računarske opreme ili drugih elektronskih potrošača danas je sastavni deo organizacije i rada mnogih kompanija, pa se ovakvi klasteri sreću u poslovnim zgradama, osiguravajućim društvima, bolnicama, hotelima, tržnim centrima i sl., ili su prisutni, odnosno priključeni u većem broju na istim sabirnicama u stambenim zgradama, mestima kolektivnog stanovanja i dr. Iz tog razloga, više istraživanja u Srbiji i Crnoj Gori nastavljeno je i orijentisano na ovu problematiku [26 – 36].

3.2.1 Rezultati merenja uticaja grupe računara: Istraživanja viših harmonika usled rada računarskog centra ili drugih vidova grupisanja većeg broja računara i/ili ostalih malih nelinearnih potrošača posebno su bila intenzivna na Elektrotehničkom fakultetu u Podgorici i Fakultetu tehničkih nauka (FTN) u Novom Sadu. U [26 – 28] prikazani su rezultati opsežnih merenja urađenih na FTN, koja su kasnije redovno rađena u sklopu predmeta master akademskih studija "Kvalitet električne energije" [29 – 30]. U tim merenjima uočene su visoke vrednosti

harmonika struja, ali sa malim uticajem na naponsku distorziju. Međutim, primećen je problem visokih struja neutralnog voda i to iznad nivoa predviđenim standardnim projektovanjem električnih instalacija [31]. Takođe, zapažena je i redukcija viših harmonika, tj. slabljenje nivoa izobličenja usled istovremenog rada grupe nelinearnih potrošača [27], što je dalje detaljnije analizirano u [32 – 34] i rezultiralo iznalaženjem poboljšanog opšteg matematičkog izraza za uticaj grupe računara (klastera) na nivo viših harmonika struje i napona (Mujović S. i dr. [34]). Ovaj rezultat ima visoku arhivsku vrednost i može biti polazište za objašnjavanje eventualnih negativnih pojava, kao i adekvatno projektovanje novih računarskih i data centara i njihovu pravilnu interkonekciju na distributivnu mrežu.
Pomenuti računarski klasteri karakterišu se više-manje standardnim konfiguracijama računara i opreme, bez većih zahteva vezano za kvalitet napojne jedinice, jer njihovim radom nisu ugroženi postojeći standardi (mada izobličenja mogu biti bliska limitima). Međutim, za rad "kopačica" kriptovaluta, karakteristična je visoka potrošnja energije, odnosno veoma je važna njihova visoka energetska efikasnost rada. Stoga se u njima koriste sofisticirane napojne jedinice, koje imaju znatno manji uticaj na mrežu. Istraživanja predstavljena u [35 – 36] potvrđuju ove tvrdnje, ali i ukazuju na veliko opterećenje distributivne mreže, zbog njihovog konstantnog rada sa visokom (punom) procesorskom snagom.

3.2.2 Rezultati merenja poslovnih ili stambenih zgrada: Moderne poslovne zgrade, osiguravajuća društva, bolnice, aerodromi, naučno-tehnološki parkovi, hoteli, tržni centri i sl. sadrže veliki broj računara, računarske opreme i drugih elektronskih uređaja, koji su manje-više redovno angažovani u poslovnim aktivnostima. Stoga se oni takođe mogu tretirati kao mesta grupisanja većeg broja raznih nelinearnih potrošača male snage. Njihov rad analiziran je u [37 – 40].
U [37 – 38] prikazani su rezultati merenja parametara kvaliteta električne energije u dve poslovne zgrade, jedne u Trebinju, BIH (zgrade sedišta Elektroprivrede Republike Srpske), a druge u Novom Sadu, Srbija (Pupinove palate). U njima se nalazi niz različitih malih potrošača (računari i računarska oprema, PC monitori, audio i TV uređaji, klima uređaji, pumpe, ventilatori, liftovi, fluorescentne svjetiljke sa magnetnim balastom, fluorescentne svjetiljke sa elektronskim balastom, i dr.), pa merenja ukazuju na njihovo agregatno delovanje. U oba slučaja, primetno je značajno izobličenje struje, čak iznad dozvoljenih limita, s tim da je uticaj na napon mreže manje izražen. U [39] prikazani su rezultati merenja u jednom savremenom bolničkom kompleksu smeštenom u Dohi, Katar. Posmatrani su energetski parametri (I, U, P, Q, S), kao i faktor snage i harmonici napona i struje (HDI, HDU, THDI, THDU u %). Rezultati pokazuju da su nivoi naponskih izobličenja unutar propisanih granica (ispod 5%). Ipak, preporučeno je da osetljiva medicinska oprema bude napajana preko sistema besprekidnog napajanja (sa ulaznim filterima) i preko posebnih izvoda, kako se strujna kola ne bi mešala sa ostalim potrošačima. U [40] razmatran je KVEE jednog hotelskog kompleksa u Crnoj Gori. Merenje je rađeno na sabirnicama srednje-naponskog (SN) transformatora (10 kV) sa kojih se napaja ovaj kompleks. Rezultati ukazuju da rad hotelskih uređaja ne dovodi do značajnijeg poremećaja parametara KVEE, odnosno da su vrednosti unutar propisanih granica.

3.2.3 Rezultati merenja u distributivnoj mreži: U distributivnoj mreži na NN (0,4 kV) ili SN (10 kV i 35 kV) sabirnicama distributivnih transformatora urađena su brojna istraživanja parametara kvaliteta električne energije. Zbog tematike ovog rada i priključenja i većih potrošača na njih, pa i industrijskih mreža, njihovi rezultati su van oblasti interesovanja i neće se dalje razmatrati. Ipak, treba ih pomenuti [41 – 44], a razmatranje ostaviti za neki budući rad.

3.3 Rezultati merenja na priključcima distribuiranih generatora

Poslednjih godina sve više je zahteva za priključenje i samih priključenja većih ili manjih elektrana na bazi obnovljivih izvora energije. Kao pandan malim potrošačima, ovi izvori se priključuju na distributivnu mrežu i poznati su kao distribuirani generatori. Zbog intermitentnog i stohastičkog karaktera ovih izvora energije, kao i mesta priključenja, menjaju se uslovi rada distributivnih mreža, pa oni mogu da utiču, pored ostalog, i na nivoe izobličenja. Zbog toga, sve distributivne organizacije imaju određena pravila o radu i priključenju ovih generatora (engl. *Grid Code*), koja uključuju i prijemna ispitivanja, kao i merenja pojedinih parametara KVEE tokom rada. U [45 – 49] prikazani su neki rezultati i iskustva ispitivanja nekoliko solarnih FN elektrana u Srbiji i Bosni i Hercegovini, male hidroelektrane i Bosni i Hrecegovini, kao i metod za proveru viših harmonika jedne vetroelektrane u Srbiji korišćenjem simulacija.
U [45] su predstavljeni rezultati merenja parametara KVEE (pre svega struja viših harmonika) na šest solarnih fotonaponskih (FN) elektrana na tlu, različitih snaga, a lociranih u Srbiji tokom sedmodnevnih perioda. Uočljivi su visoki iznosi harmonijskog izobličenja struje (THDI) tokom jutarnjih i večernjih sati, ali i u periodima smanjene solarne iradijacije, kada elektrana radi sa malom snagom. U ostalim periodima, pogotovu kada elektrana radi sa punom snagom, vrednosti THDI bile su niske. Takođe, pokazano je da elektrana ne utiče na povećanje harmonijskog izobličenja napona (THDU) u mreži. Ipak, u jednom slučaju su primećene nešto veće vrednosti 5-tog i 7-mog harmonika, a u dva slučaja i 11-tog harmonika struje, ali i dalje znatno ispod

dozvoljenih. U [46] je dat prikaz ispitivanja jedne male krovne FN elektrane (23 kWp) u Bosni i Hercegovini priključene na mrežu preko dva trofazna invertora snage 15 kW. Rezultati ukazuju na niske vrednosti THDU, ispod 2,3%, što je u rangu pozadinskog izobličenja, dok harmonijsko izobličenje struja nije prikazano. Ipak, tokom merenja uočena je pojava prekomernog flikera, kao posledica pojave propada napona u mreži, zatim dva kratkotrajna propada napona (< 100 ms) i dva prekida rada elektrane (u trajanju 58 minuta i 6 minuta), te veći broj tranzijenata napona, ali su uzroci ovih pojava bili van elektrana, odnosno došli su iz mreže. Na kraju je ocenjeno da FN elektrana u potpunosti zadovoljava uslove standarda EN 50160 [7]. U [47] su predstavljeni rezultati prijemnih ispitivanja dve FN elektrane u BIH, uz pripremu za priključenje i treće na isti 10 kV vod, ukupne snage 530 kW. Rezultati su pokazali da su nivoi izobličenja, kao i ostali mereni parametri KVEE ispod propisanih limita, te da zadovoljavaju uslove priključenja.
U [48] prikazani su rezultati merenja parametara KVEE u tački priključenja na 10 kV sabirnicu male hidroelektrane (MHE) u BIH. Hidroelektrana se sastoji od dva agregata snage 1,5 kVA i postavljena je na reci Miljacki. Rezultati su pokazali da vrednosti svih parametara zadovoljavaju zakonsku regulativu. Ipak, uočene su vrednosti napona, flikera i 5-tog harmonika napona bliske propisanim gornjim granicama. Uzrok je nađen u radu obližnjeg elektromotornog pogona, kao i povišenim vrednostima radnog napona distributivnog transformatora, kao posledice priključenja MHE.
Primer simulacije ispitivanja viših harmonika napona jedne vetroelektrane (VE) snage 5,7 MW dat je u [49]. Rad vetroelektrane prvo je simuliran na klasičan način, a zatim u DIgSILENT PowerFactory programu. Simulacije su ukazale na mogućnost premašenja dozvoljenih limita za neke harmonike napona, što je i potvrđeno za 11-ti harmonik. Ipak, ukupno vreme premašenja granične vrednosti je manje od 5% vremena. To znači da je VE radi u skladu sa standardom u više od 95% vremena, što je zadovoljavajuće.

4. ZAKLJUČAK

U radu je dat pregled istraživanja parametara kvaliteta električne energije u Crnoj Gori i regionu. Fokus je bio na radovima koji su prikazivali rezultate merenja pre svega viših harmonika struje i napona poteklih kao posledica rada malih nelinearnih potrošača, ali i ostalih parametra KVEE. U skladu sa novim tendencijama, u pregled su uključeni i radovi sa prikazom ispitivanja malih elektrana (distribuiranih generatora), pre svega na bazi solarne, hidro i vetro energije. Pregled ukazuje da se ovoj problematici posvećivala i posvećuje značajna pažnja, a da su izrazite doprinose davali centri istraživanja na Elektrotehničkom fakultetu u Podgorici (Crna Gora), Fakultetu tehničkih nauka u Novom Sadu (Srbija), Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu (Srbija), kao i Elektronskom fakultetu u Nišu (Srbija) i Elektrotehničkom fakultetu u Istočnom Sarajevu (BIH). Pored toga, uočeni su i prilozi stručnjaka iz Elektroprivrede Crne Gore (EPCG) i Elektroprivrede Srbije (EPS). Ako se sumiraju svi rezultati, može se videti da je primećeno veće prisustvo viših harmonika, pre svega strujnih, u mreži kao posledice rada malih nelinearnih potrošača, ali da je njihov uticaj na naponske prilike u mreži manje izražen. Takođe, ispitivanja parametara KVEE na priključcima distribuiranih generatora ukazuju da se oni kreću u dozvoljenim granicama i u skladu sa postojećom regulativom. U nastavku rada na ovoj tematici, potrebno je uključiti u istraživanje i prikaz radova, koji tretiraju uticaj većih potrošača i industrije na KVEE, te stanje u distributivnoj i prenosnoj mreži, što će biti predmet budućih istraživanja.

LITERATURA

[1] Key T., 1979, „Diagnosing Power Quality-Related Computer Problems“, IEEE Trans. on Ind. Application, Vol. IA-15, No. 4, July/Aug. 1979, pp.381-393, https://www.doi.org/10.1109/TIA.1979.4503677
[2] Martzloff F., Gruzs T., 1988, „Power Quality Site Surveys: Facts, Fiction, and Fallacies“, IEEE Trans. on Ind. Application, Vol. 24, No. 6, Nov./Dec. 1988, pp.1005-1018, https://www.doi.org/10.1109/28.17472
[3] Arrillaga J., Bradley D.A., and Bodger P.S., 1985, “Power System Harmonics”, 1st Ed., John Wiley and Sons, Chichester, 1985.
[4] Katić V.A., 2002,“Kvalitet električne energije – viši harmonici”, Monografija, Univerzitet u Novom Sadu – Fakultet tehničkih nauka, Edicija: Tehničke nauke–Monografije, Br. 6, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad.
[5] Edited by: Zobaa A.F., Aleem S.H.A., 2017, „Power Quality in Future Electrical Power Systems“, IET Digital Library, IET Press, London.
[6] Edited by: Sanjeevikumar P., Sharmeela C., Holm-Nielsen J.B., and Sivaraman P., 2020, „Power Quality in Modern Power Systems“, Academic Press - Elsevier, London, U.K.
[7] SRPS EN 50160, 2023, “Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks”, Serbian standard in accordance to European standard EN 50160, Institute for Standardization of Serbia, Belgrade, Serbia.
[8] Katić V., 1992, "Computer Based Harmonic Measurement Systems: Discussion and a Realization", IEEE Int. Conf. on Harmonics in Power Systems - ICHPS V, Atlanta (USA), 22-25 Sep. 1992, pp.16-22, https://doi.org/10.1109/ICHPS.1992.558990

[9] Đurišić Ž., Đurić M., 2008, "Analizator kvalitete električne energije baziran na personalnom računaru", VII Simpozijum INFOTEH-Jahorina, Zbornik radova, Vol.7, Rad. br. D-6, Jahorina, BIH, 26.–28. 03. 2008., pp.324-329, https://infoteh.etf.ues.rs.ba/zbornik/2008/
[10] Božović M., Mujović S., 2014, "Application of Contemporary Data Acquisition System For Power Quality Control on Example of Ironwork Plant Niksic", ETF Journal of Electrical Engineering, Vol. 20, No. 1, pp.5-19, https://jee.ucg.ac.me/index.php/files/article/view/99
[11] Chauvin Arnoux – Metrix, 2023, Qualistar power & energy quality analysers, https://catalog.chauvin-arnoux.com/fr_en/produits/chauvin-arnoux/power-energy-and-disturbance-analysers/qualistar-power-energy-quality-analysers, [Pristupljeno: 18.03.2024.]
[12] Katić V., 1994, "Network Harmonic Pollution - A Review and Discussion of International Standards and Recommendations", IEEE International Power Electronic Congress - CIEP'94, Puebla, Mexico, 21–25 Aug. 1994, pp.145-151, https://www.10.1109/CIEP.1994.494413
[13] Katić V., 2001, "Svetski standardi i kvalitet električne energije u Srbiji", XLV Konferencija ETRAN 2001, Bukovička Banja (Arandjelovac), Srbija, 4.–7. 6. 2001.
[14] Shabbir N., Kütt L., Jarkovoi M., Iqbal M., Rassolkin M., and K. Daniel,2021, „An overview of measurement standards for power quality", Agronomy Research, Vol. 19, No. S1, pp.944–960, https://doi.org/10.15159/AR.21.074
[15] Katić V., Katić N., 1995, "Merenje viših harmonika u distributivnoj nisko-naponskoj mreži", XXII Savetovanje elektroenergetičara Jugoslavije JUKO-CIGRE, Rad br. R31-23, Vrnjačka Banja,Srbija, 21.–25. 5. 1995.
[16] Radović, J., Mujović, S., 2003, "Characteristics of Computer Load from the Aspect of Influence on Power Quality", 12th International Symposium on Power Electronics - Ee2003, Paper No. T6-2.2, Novi Sad, Serbia, 5.–7. 11. 2003, http://www.stari.ftn.uns.ac.rs/dee/papers/Ee2003/papers/T6/T6-2/T6-2.2_107.pdf
[17] Katić, V., Dumnić, B., Mujović, S., and Radović, J., 2004, "Effects of Low Power Electronics & Computer Equipment on Power Quality at Distribution Grid – Measurements and Forecast", IEEE - International Conference on Industrial Technology – ICIT'04, Hammamet (Tunis), 8–10 Dec. 2004, Vol. 2, pp.585- 589, https://doi.org/10.1109/ICIT.2004.1490140
[18] Ivanović V., 2009, "Mjerenje viših harmonika i proračun parametara kvaliteta električne energije kod nekih karakterističnih uređaja", ETF Journal of Electrical Engineering, Vol. 18, No. 1, pp.11-25, https://jee.ucg.ac.me/index.php/files/article/view/128/67
[19] Radović J., Katić V., Mujović S. and Radulović V, 2009, "Uticaj malih nelinearnih potrošača na kvalitet napona u distributivnim mrežama", 1. Savjetovanje CG KO CIGRE, Rad C4-08, Pržno, Crna Gora, 12.–16. 10. 2009.
[20] Mujović S., Katić V., and Radović J., 2010, "Power quality based classification and modeling of small loads and generators", International Journal on Electrical Engineering Education, University of Manchester, Manchester, U.K., Vol. 47, No. 3, July 2010, pp.229-247, https://doi.org/10.7227/IJEEE.47.3.1
[21] Stevanović D., Petković P., 2013, "Harmonici u elektroenergetskom sistema - praktični problemi i rešenja", XII Simpozijum INFOTEH-Jahorina, Zbornik radova, Vol.12, Jahorina, BIH, 20.–22. 03. 2013., pp.203-208, https://infoteh.etf.ues.rs.ba/zbornik/2013/radovi/ENS-2/ENS-2-12.pdf
[22] Korunović L.M., Anastasijević I., 2020, "Dependencies of current harmonics of some nonlinear load devices on RMS supply voltage", Facta Universitatis – Series: Electronics and Energetics, Vol. 33, No 2, pp. 261-271, https://doi.org/10.2298/FUEE2002261K
[23] Đurišić Ž., Đurić M., Kešeljević Z., 2006, „Uticaj klima uređaja na kvalitet električne energije (I deo)", V Simpozijum INFOTEH-Jahorina, Zbornik radova, Vol.5, Rad. br. D-4, Jahorina, BIH, 22.–24. 03. 2006., pp.235-239, https://infoteh.etf.ues.rs.ba/zbornik/2006/
[24] Đurišić Ž., Đurić M., Kešeljević Z., 2006, „Uticaj klima uređaja na kvalitet električne energije (II deo)", V Simpozijum INFOTEH-Jahorina, Zbornik radova, Vol.5, Rad. br. D-5, Jahorina, BIH, 22.–24. 03. 2006., pp.240-243, https://infoteh.etf.ues.rs.ba/zbornik/2006/
[25] Đurišić Ž., Đurić M., Filipović D., 2009, „Uticaj klima uređaja tipa split-sistem na tranzijentne poremećaje u distributivnoj mreži", VIII Simpozijum INFOTEH-Jahorina, Zbornik radova, Vol. 8, Rad. br. D-9, Jahorina, BIH, 18.–20. 03. 2009., pp.24-28, https://infoteh.etf.ues.rs.ba/zbornik/2009/
[26] Mujović, S., Katić, V., Čorba Z., Radović, J., 2009, „Mjerenje i analiza uticaja rada računarskog centra na nivo viših harmonika u mreži", Elektroprivreda (ISSN 0013-5755), God. 62, Broj 4, Okt.-Dec. 2009, pp.67-82.
[27] Katić V., Mujović S., 2010, „Uticaj grupisanih malih potrošača na kvalitet električne energije", Tehnika – Elektrotehnika, God. LXV, br. 3, pp.63-70, https://www.sits.org.rs/include/data/docs0678.pdf
[28] Katić V., Čorba Z., Mujović S., Dimitrijević I., Denić M., 2010, "Viši harmonici u električnoj mreži FTN-a: merenja i analize uticaja rada računarskog centra", VII Savetovanje o elektrodistributivnim mrežama Srbije i Crne Gore sa regionalnim učešćem - CIRED Srbije, Rad br. R 2.5, Vrnjačka Banja, 26.09 – 01.10. 2010.

[29] Katić V.A., Čorba Z., Milićević D., Dumnić B., Popadić B., 2016, "Merenje viših harmonika na Fakultetu tehničkih nauka u Novom Sadu", X Savetovanje o elektrodistributivnim mrežama sa regionalnim učešćem - CIRED Srbije 2016, Rad br. R-2.07, Vrnjačka Banja, 26.–30. 09. 2016.
[30] Katić V.A., Čorba Z. and Vekić M., 2022, "Kvalitet električne energije na FTN – rezultati dugogodišnjeg praćenja", XIII Savetovanje o elektrodistrubutivnim mrežama - CIRED Srbije, Rad br. R 2-02, Kopaonik, Srbija, 12.–16. 09. 2022.
[31] Mujović S., Katić V., Čorba Z., Radović J., 2009, „Effects of a Large Computer Centre Operation on Neutral Current", 15th International Symposium on Power Electronics – Ee 2009, Paper No. T6-2.8, Novi Sad, Serbia, 28–30 Oct. 2009, http://www.stari.ftn.uns.ac.rs/dee/papers/Ee2009/Papers/T6/T6-2.8_005.pdf
[32] Mujović S., Katić V. and Radović J., 2011, "Uticaj grupisanja nelinearnih potrošača malih snaga na redukovanje harmonijskog spektra generisane struje", ETF Journal of Electrical Engineering, Vol. 19, No. 1, pp.96-110, https://jee.ucg.ac.me/index.php/files/article/view/119/58
[33] Katić V.A., Mujović S.V., Radulović V.M., Radović J.S., 2011, "The Impact of the Load Side Parameters on PC Cluster's Harmonics Emission", Advances in Electrical and Computer Engineering, Vol. 11, No. 1, pp.103-110, https://doi.org/10.4316/AECE.2011.01017
[34] Mujović S., Katić V.A. and Radović J., 2011, "Improved analytical expression for calculating total harmonic distortion of PC clusters", Electric Power Systems Research, Vol. 81, pp.1317–1324, https://doi.org/10.1016/j.epsr.2011.01.023
[35] Stevanović D., Andrejević Stošović M., Dimitrijević M., and Petković P., 2018, "Utility losses due to cryptocurrency mining", 10th Conf. on ICT Innovations, Web Proceedings, pp.27-36. https://proceedings.ictinnovations.org/attachment/paper/479/utility-losses-due-to-cryptocurrency-mining.pdf
[36] Katić V.A., Čorba Z., Stanisavljević A., 2022, "Effects of cryptocurrency mining rig operation on power quality in LV distribution network", 9th International Conference on Electrical, Electronic and Computing Engineering - IcETRAN 2022, Novi Pazar, Srbija, 6.–9. 06. 2022.
[37] Derikučka I., Radović J., 2016, "Analiza viših harmonika u sistemu napajanja administrativnog objekta sa grupisanim nelinearnim potrošačima malih snaga", Tehnika – Elektrotehnika, God. LXV, br. 1, pp.97-107, https://doi.org/10.5937/tehnika1601097D.
[38] Satarić S., Katić V., Čorba Z., 2022, „Kvalitet električne energije u poslovnim zgradama", Zbornik radova Fakulteta tehničkih nauka, Edicija: Tehničke nauke – Zbornici, God. 37, Br. 7, pp.1062-1065, https://doi.org/10.24867/18BE09Sataric
[39] Petrović A., 2021, "Analiza merenih parametara kvaliteta električne energije sa akcentom na harmonike i poređenje sa relevantnim standardima", XII Savetovanje o elektrodistrubutivnim mrežama - CIRED Srbije, Rad br. R 2-04, Vrnjačka Banja, Srbija, 30.08.–03.09. 2021.
[40] Strugar V., Katic V., 2010, "Power Quality Measurement in a Modern Hotel Complex", Electronics, Vol. 14, No. 1, pp.98-102, https://electronics.etfbl.net/journal/Vol14No1/xPaper_19.pdf.
[41] Katić V., Gerić Lj., Jevremović R., 1997, "Voltage Sags and Harmonics Analysis in Distribution Network of Vojvodina", 32nd Universities Power Engineering Conference - UPEC'97, UMIST, Manchester (U.K.), 10–12 Sep. 1997, Part 1 (of 2), pp.242-245.
[42] V. Katić, 2001, "Istraživanje viših harmonika u distributivnoj mreži – kratak pregled i iskustva", Elektroprivreda (ISSN 0013-5755), God. 54, Br. 3, Jul-Sep. 2001, pp.72-79.
[43] Strugar V., Katić V., Čorba Z., 2005, "Mjerenje viših harmonika u elektrodistributivnom konzumu ED Tivat", XXVI Savetovanje JUKO CIGRE, Rad br. C4-05, Zlatibor, Srbija, 29.5.–3.6. 2005.
[44] Strugar V., Katić V., Čorba Z., and Milićević D., 2005, "Effects of Military Shipyard Operation on Electric Power Quality in Public Distribution Network - A Case Study", International PCIM-Europe Conference 2005 - Power Electronics, Intelligent Motion and Power Quality, 7–9 June 2005, Nuremberg, Germany.
[45] Čorba Z., Milićević D., Dumnić B., Katić V., Popadić B., 2018, "Ispunjenje kriterijuma dozvoljenih struja viših harmonika pri priključenju fotonaponskih elektrana na distributivni sistem", XIII Savetovanje o elektrodistrubutivnim mrežama CIRED Srbije, Rad br. R 2-13, Kopaonik, Srbija, 21.–23. 09. 2018.
[46] Salkić H., Softić A., Salkić A., 2020, "Uticaj solarne elektrane na kvalitet električne energije u niskonaponskoj distributivnoj mreži", Energija, Ekonomija, Ekologija, God. XXII Br. 1-2, pp.137-144, https://doi.org/10.46793/EEE20-1-2.137S
[47] Banjanin M., Ikić M., Andrić V., 2023, „Mjerenje i analiza parametara kvaliteta električne energije u tački priključenja FNE Brankovići 1 i FNE Brankovići 3 na elektrodistributivnu mrežu", XXII Simpozijum INFOTEH-Jahorina, Zbornik radova, Rad. br. P-3-2, Jahorina, BIH, 15.–17. 03. 2023., pp.197-202, https://infoteh.etf.ues.rs.ba/zbornik/2023/radovi/P-3-2.pdf
[48] Banjanin M., Ikić M., Timotija M., Makljenović S., Gluhović L., 2023, „Mjerenje i analiza parametara kvaliteta električne energije u tački priključenja MHE Miljacka na 10 kV elektrodistributivnu mrežu", XXII Simpozijum INFOTEH-Jahorina, Zbornik radova, Rad. br. P-3-1, Jahorina, BIH, 15.–17. 03. 2023., pp.191-196, https://infoteh.etf.ues.rs.ba/zbornik/2023/radovi/P-3-1.pdf

[49] Žerajić M., Stojanović M., 2022, "Analiza kvaliteta električne energije na satnom nivou kod priključenja elektrana na obnovljive izvore energije", Energija, Ekonomija, Ekologija, God. XXIV, Br. 4, pp.80-84, https://doi.org/10.46793/EEE22-4.80Z

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-01

KORIŠĆENJE DIGITAL TWIN TEHNOLOGIJE ZA ANALIZU DOGAĐAJA U MREŽI

USING DIGITAL TWIN TECHNOLOGZ FOR NETWORK EVENT ANALYSIS

Zoran Ristanović[1]– Siemens doo Beograd, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Digital twin je digitalni prikaz fizičkog objekta, procesa ili usluge koji se ponaša i izgleda kao njegov pandan u stvarnom svetu.
Digital twin je, kompjuterski program koji koristi podatke iz stvarnog sveta za kreiranje simulacija koje mogu da predvide kako će se proizvod ili proces ponašati. Simulacija se zasniva na trenutnom stanju procesa ili na istorijskim podacima. Ovi programi mogu da integrišu internet stvari (Industrija 4.0), veštačku inteligenciju i softversku analitiku kako bi se poboljšali rezultati. Upotreba digitalnih podataka omogućava njihov prenos iz stvarnog sveta za kreiranje virtuelnih reprezentacija u digitalnom okruženju.
Na jednoj TS 35/10kV usled ferorezonance došlo je do eksplozije naponskog mernog transformatora. Zaštita nije reagovala. Korišćenjem podataka sa zaštita, u radu će biti dat primer analize tog događaja korišćenjem tehnologije Digital Twina. Ova tenologija nam omogućava da proverimo kako će zaštita reagovati sa drugim podešenjima da bi se sprečili ovakvi događaji.

Ključne reči: digital twin, ferorezonanca, mikroprocesorska zaštita

ABSTRACT

A DIGITAL TWIN is a digital representation of a physical object, process or service that behaves and looks like its real-world counterpart.
A DIGITAL TWIN is a computer program that uses real-world data to create simulations that can predict how a product or process will behave. The simulation is based on the current state of the process or on historical data. These programs can integrate the Internet of Things (Industry 4.0), artificial intelligence and software analytics to improve results. The use of digital data allows its transfer from the real world to create virtual representations in the digital enviroment.
On one TS 35/10kV, due to ferroresonance, the voltage measuring transformer exploded. The protection did not react. By using data from protection, the paper will give an example of the analysis of that event using DIGITAL TWIN technology. This technology allows us to check how the protection will react with other settings to prevent such events.

Key words: digital twin, ferorezonance, numerical protection

[1] Zoran Ristanović, Siemens doo Beograd, Omladinskih brigade 90V, Beograd; e-mail: zoran.ristanovic@siemens.com; tel: +381 60 8170260

1. UVOD

Digital twin (DT) je digitalni prikaz fizičkog objekta, procesa ili usluge koji se ponaša i izgleda kao njegov pandam u stvarnom svetu.
DT može biti digitalna slika objekta u fizičkom svetu, kao što su npr. mlazni motor ili vetroelektrana, ili u našem slučaju zaštitno upravljački uređaj. On se koristi za repliciranje procesa u cilju predviđanja njihovog rada.
DT je, kompjuterski program koji koristi podatke iz stvarnog sveta za kreiranje simulacija koje mogu predvideti kako će se proizvod ili proces ponašati. Simulacija se zasniva na trenutnom stanju procesa ili na istorijskim podacima. Ovi programi mogu da integrišu internet stvari (Industrija 4.0), veštačku inteligenciju i softversku analitiku kako bi poboljšali rezultate. Upotreba digitalnih podataka omogućava njihov prenos iz stvarnog sveta za kreiranje virtuelnih reprezentacija u digitalnom okruženju.
Sa napretkom učenja i faktora kao što su postojanje i dobijanje velikog broja podataka, ovi virtuelni modeli su postali glavna komponenta savremenog inženjeringa za pokretanje inovacija i poboljšanje performansi.
Programeri koji kreiraju digitalne blizance osiguravaju da model virtuelnog računara može da dobije povratne informacije od senzora koji prikupljaju podatke iz stvarnog sveta. Ovo omogućava digitalnoj verziji da oponaša i simulira šta se dešava sa originalnom verzijom u realnom vremenu, stvarajući mogućnosti za prikupljanje uvida u performanse i sve potencijalne probleme.
DT može biti složen ili jednostavan koliko god vam je potrebno, sa različitim količinama podataka koji određuju koliko precizno model simulira fizičku verziju u stvarnom svetu.
DT omogućava korisnicima da istraže rešenja za produženje životnog ciklusa proizvoda, poboljšanja proizvodnje i procesa, kao i razvoj proizvoda i testiranje prototipa. U takvim slučajevima, DT može da virtuelno predstavlja problem tako da se rešenje može osmisliti i testirati u programu, a ne u stvarnom svetu.
DT se može koristiti za uštedu vremena i novca kad god je potrebno testirati proizvod ili proces, bilo da se radi o dizajnu, implementaciji, praćenju ili poboljšanju.
Dizajn DT se pravi prikupljanjem podataka i kreiranjem računarskih modela za testiranje. Ovo može uključiti interfejs između digitalnog modela i stvarnog fizičkog objekta za slanje i primanje povratnih informacija kao i podataka u realnom vremenu.
Kroz integraciju tehnologija kao što su veštačka inteligencija, mašinsko učenje i softverska analitika sa podacima, DT stvara simulacioni model koji se može ažurirati pored ili umesto fizičkog pandama. Ovo omogućava kompanijama da procene potpuno kompjuterizovan razvojni ciklus od dizajna do primene, pa čak i stavljanja van pogona.
Oponašanjem fizičkih sredstava, okvira i operacija za proizvodnju kontinuiranih podataka, DT omogućava industriji da predvidi zastoje, reaguje na promenljive okolnosti, testira poboljšanja dizajna i još mnogo toga.
DT je ključan za razvoj industrije 4.0 kako bi se obezbedila automatizacija, razmena podataka i udruženi proizvodni procesi, kao i smanjenje rizika od uvođenja proizvoda. Zaposleni u industriji su u mogućnosti da prate operacije u realnom vremenu, obezbeđujući prethodna upozorenja o mogućim kvarovima i omogućavajući optimizaciju i procenu performansi u realnom vremenu uz minimalan gubitak produktivnosti.
DT se može podeliti na tri tipa DT-a, koji pokazuju različita vremena kada se proces može koristiti:
Digital Twin prototipe (DTP) – Digitral twin se koristi pre nego što se kreira fizički proizvod i simulra se budući rad proizvoda virtualno. U idealnom slučaju, DTP bi trebalo da ostane povezan sa svojim fizičkim kolegom tokom svog životnog ciklusa.
Digital Twin Instance (DTI) – Ovo se primenjuje kada se proizvod proizvede da bi se izvršili testovi na različitim scenarijima upotrebe. Na ovaj način se sprečava „habanje“ fizičkog proizvoda.
Digital Twin Aggregate (DTA) – Ova faza prikuplja DTI podatake i koristi se da bi se pokrenula prognoza, testirali radni parametri i odredila ukupna funkcionalnost proizvoda.Treba imati na umu da je DTA skup mnogih DTI i simuliran je da bi se razumelo grupno ponašanje, a ne ponašanje pojedinca (npr. grupe releja u jednoj TS a ne samo jednog releja u TS).

2. FERO REZONANCA

U srednjenaponskoj distributivnoj mreži mogu biti četiri načina uzemljenja neutralne tačke transformatora:
- direktno uzemljena neutralna tačka
- izolovana neutralna tačka
- uzemljena preko male otpornosti
- uzemljena preko induktivnosti tj. preko Petersenove prigušnice.

Svaki od ovih načina uzemljenja neutralne tačke ima svoje prednosti i mane.

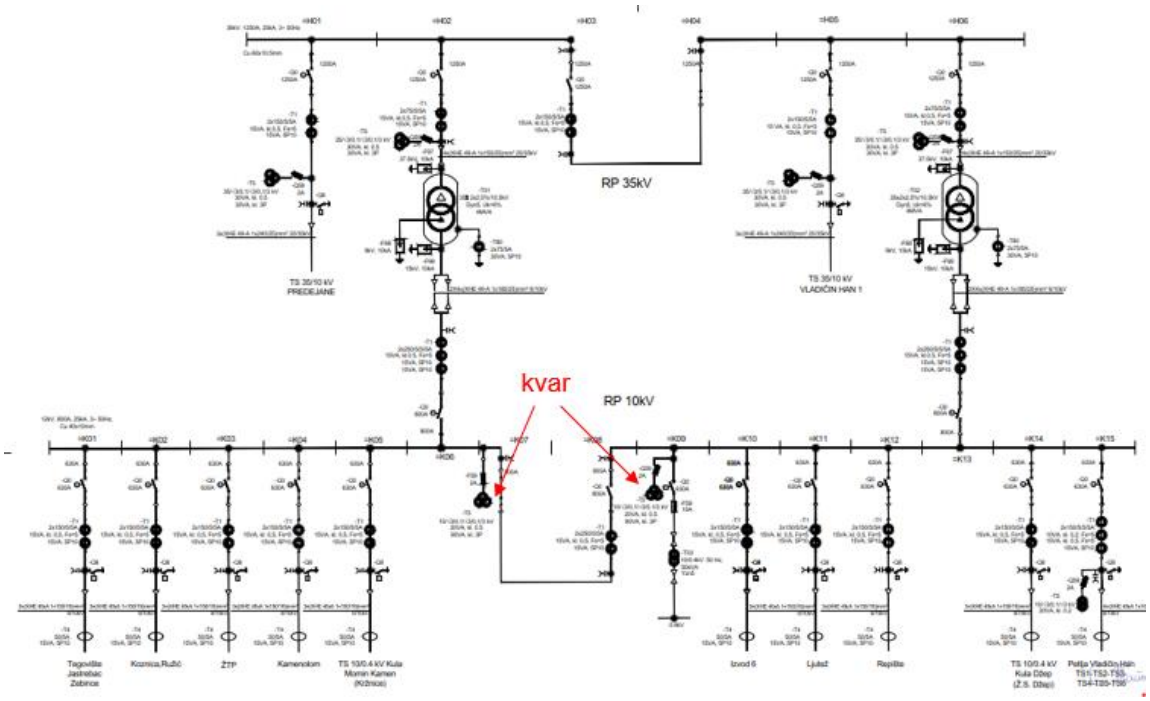
U srednjenaponskim distributivnim mrežama u regionu najčešće su zastupljena dva načina uzemljenja: preko male otpornosti i izolovana neutralna tačka. U prošlosti mreže su uglavnom bile izolovane da bi sa povećanjem kapacitativnih struja se prešlo na uzemljenje preko male otpornosti.
Bitna odlika mreže sa izolovanom neutralnom tačkom je da ta mreža može da radi sa zemljospojem. Jedan od primera je da prema tehničkim preporukama Elektrodistribucije Srbije ovaj rad može da traje do 2 sata. To je takođe uslovljeno maksimalnom kapacitativnom strujom na toj trafostanici. Tokom tog rada napajanje potrošača je nesmetano. Mana ovog sistema uzemljenja je ta što usled nelinearnih induktivnosti i kapacitativnosti u mreži može doći do oscilovanja napona tj do pojave koja se zove ferorezonanca.
Induktivnosti u mreži se najviše javljaju od induktivnosti energetskih transformatora i indutivnih mernih transformatora, a takođe i od induktivnosti vodova. Kapacitativnosti nastaju od kapacitativnosti vodova (nadzemnih i kablova), kondenzatora u mreži, kapacitativnih naponskih mernih transformatora i kapacitativnih delitelja na prekidačima. Induktivnosti i kapacitativnosti su obično nelinearne veličine.
Ferorezonanca je specijalna vrsta rezonance koja se dešava u mreži sa nelinearnim elementima, posebno sa transformatorima. Kada se nelinearna induktivnost jezgra transformatora izjednači sa kapacitativnosću u mreži dešava se ferorezonanca. Ovo izjednačavanje se obično dešava pri nekim prelaznim procesima u mreži. To su slučajevi kada se trafo energizuje ili deenergizuje u jednoj ili dve faze, a ovo se najčešče dešava pri kvarovima u mreži.
Rezultat ferorezonance je velika struja i napon kroz jezgra naponskih mernih transformatora što prouzrokuje razaranje istih.
U literaturi je poznato da se ovo dešava i sa energetskim transformatorima, ali u mreži Srbije i regiona je primećeno da su u igri induktivnosti mernih transformatora i kapacitativnosti mreže te u slučaju ferorezonance dolazi do razaranja naponskih mernih transformatora.
Da bi se sprečilo razaranje naponskih mernih transformatora u kolo sekundara naponskog mernog transformatora na jezgro koje se koristi za napon otvorenog trougla vezuju se otpornici koji smanjuju struju ferorezonace kroz jezgro transformatora. U praksi se dešava da ova pojava traje mnogo duže te zbog toga dolazi do razaranja istih, tj. ova mera zaštite nije efikasna.

3. Digital Twin u zaštiti i upravljanju

Upotreba DT je široka. Jedna od oblasti gde se koristi DT je i u elektroenergetici. Primena u elektroenergetici je široka od korišćenja DT tehnologije za rad prekidača, simulaciju stanja u mreži do primene u zaštiti i upravljanju. U ovom radu će biti obrađena tema upotrebe DT u zaštiti i upravljanju. Bilo koji uređaj zaštite je idealan za korišćenje u DT tehnologiji jer je izrađen u najnovijoj tehnologiji.
Upotreba DT u zaštiti i upravljanju se može primeniti u sva tri procesa:
Digital Twin prototipe (DTP) – DTP se može koristiti na dva načina: izrada novog tipa uređaja i konfiguracija postojećeg tipa uređaja u novom postrojenju.
Kada neka kompanija razvije novi uređaj ili neku novu funkciju u postojećem uređaju, za sva ispitivanja nije potrebno imati fizički taj uređaj već sva ispitivanja mogu biti sprovedena na virtualnom uređaju.
Najčešći slučaj primene DTP je kada se pristupa izgradnji novog energetskog objekta. Obično u objektu se ima više tipskih uređaja. Formiranjem virtualnih tipskih uređaja mogu se virtualno proveriti sve potrebne funkcije kao i svi ulazi i izlazi. Na kraju sa DT-om se može ispitati i međusobna povezanost tipskih polja. Primer tog ispitivanja je provera uprošćene zaštite sabirnice.
Digital Twin Instance (DTI) – Definicija ovog procesa je provera proizvedenog proizvoda sa raznim testovima na različitim scenarijima upotrebe.
U slučaju kada je proizvod ugrađen na objektu i postoje razne situacije koje su se desile. Sve te situacije su zabeležene na uređajima. U većini slučajeva je očekivano ispravno reagovanje istih, ali u nekim je bilo i pogrešnog reagovanja. Korišćenjem tih podataka može se poboljšati ispravno reagovanje uređaja (dodavanjem neke signalizacije, malo prepodešavanje zaštite, prepodešavanje signala zapisa i slično) ili sprečiti buduća pogrešna reagovanja zaštita. Naravno sve ovo se može uraditi bez fizičkog „habanja“ uređaja. Takođe je značajno napomenuti da za ovo nije potrebno raditi sa ispitnim uređajima, što znači da je sam postupak mnogo brži.
Digital Twin Aggregate (DTA) – Po definiciji između ostalog, DTA je skup mnogih DTI kojim simuliranjem se dobija grupno ponašanje uređaja. U našem slučaju iz ponašanja uređaja na jednoj TS može se simulirati, predvideti, ponašanje i rad uređaja u nekoj budućoj TS sličnog ili istog naponskog nivoa sa različitim parametrima mreže.

4. Primer DTI

U ovom radu biće predstavljen jedan primer korišćenja DTI na jednoj TS.
Posmatra se jedna TS 35/10 kV (slika 1) sa izolovanom neutralnom tačkom na 10 kV naponskom nivou. Na sabirnicama 10 kV postoji po jedna merna ćelija 10 kV po svakoj sekciji.



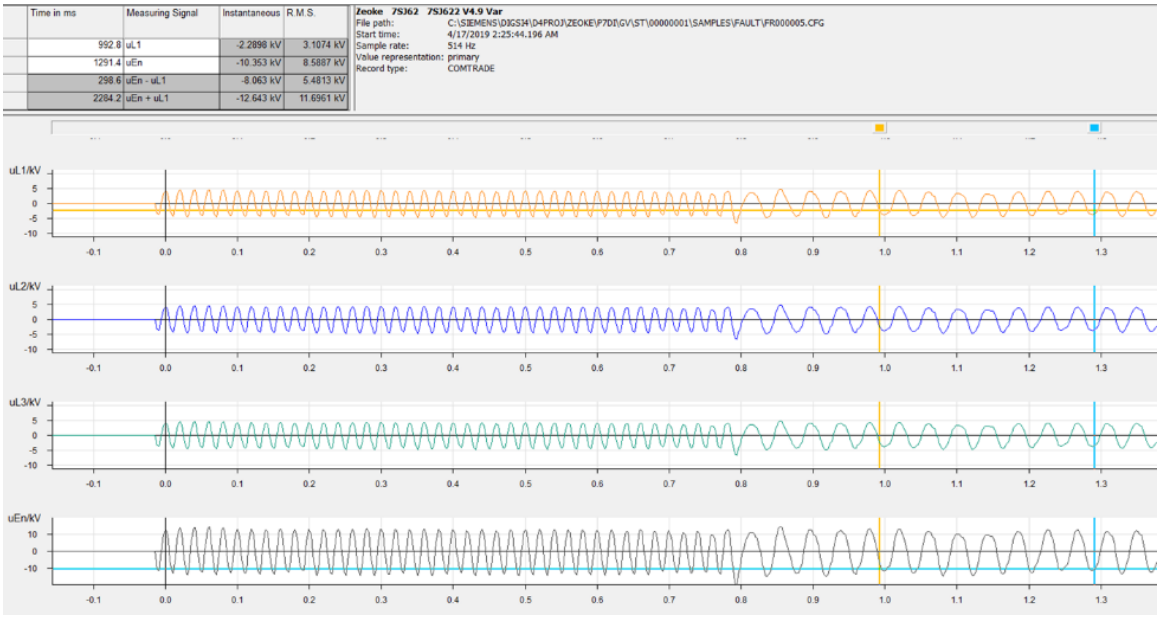
Slika 1 Jednopolna šema TS sa označenim mestima gde se desio kvar

U toku rada došlo je do eksplozije naponskih mernih transformatora (slika 2.) usled pojave ferorezonance koja je dugo trajala jer nije bilo isključenja prekidača od zaštite. Tok događaja na TS je bio sledeći:

- Desio se jednopolni kratki spoj na jednom izvodu koji je zaštita isključila,
- Posle vremena beznaponske pauze automatsko ponovno uključenje je uključilo prekidač. Kako je kvar bio trajan zaštita je dala nalog za trajno isključenje prekidaača. Prekidač izvoda je isključio kvar ali je i dalje bio prisutan napon otvorenog trougla,
- Posle ovog vremena bilo je povremenog reagovanja zaštite od prenapona na otvorenom trouglu u trafo polju ali bez isključenja prekidača na trafo polju,
- Razaranje naponskih mernih transformatora je iniciralo reagoivanje prekostrujne zaštite koja je isključila prekidač trafo polja i napajanje mesta kvara.

Da je razlog stradanja naponskih mernih transformatora od ferorezonance, utvrdilo se pregledom snimaka sa relea u polju kućnog trafoa. Na snimcima se vidi da frekvenca napona otvorenog trougla iznosi 25Hz (slika 3.).
Pregledom digitalnih zapisa sa relea uočeno je da je bilo povremeno reagovanje zaštite (pobuda) ali nije trajalo dovoljno dugo da isključi napajanje tj. prekidač 10 kV na trafo polju. Sa ostalih snimka sa relea se još može videti da je prisutan napon Uo u dužem vremenskom periodu, ali nema reagovanje zaštite.
Analiza ovog događaja je trebala da da odgovor na koji način prepodesiti zaštitu da se ovakvi kvarovi prepoznaju i da se štete koje prouzrokuje ferorezonanca smanje na minimum ili da se izbegnu.
Dobijanjem podataka sa releja o podešenju istog kao i zapisima o reagovanju istog napravljen je digital twin tj virtalna kopija tog releja u programu DT. Na taj način simulirana je situacija kao da se nalazimo ispred releja.
Provera zašto nije bilo reagovanja zaštite urađena je korišćenjem DT tehnologije .Ideja je da se simulira događaj koji je prouzrokovao uništenje mernog transformatora na relejima u TS.

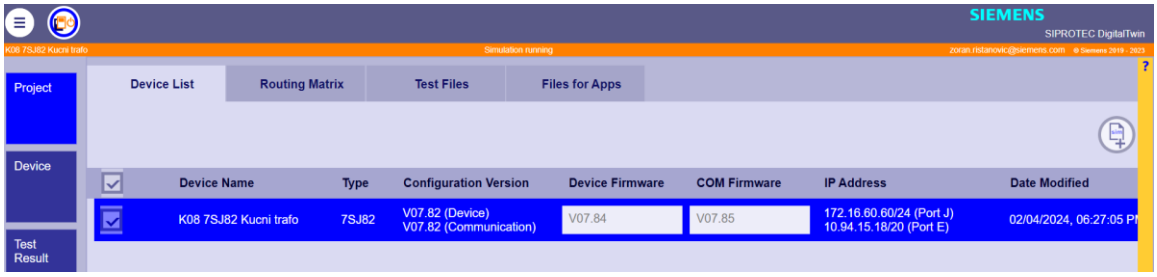
Slika 2 Razoreni naponski merni transformator



Slika 3 Oscilografski zapis pojave ferorezonance

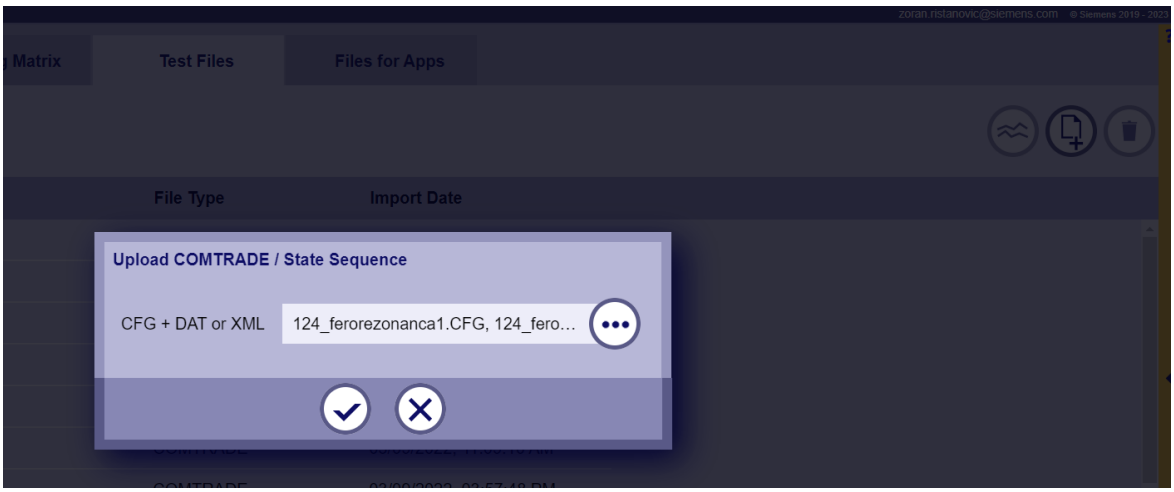
Postupak rada je sledeći:

- U programu za podešavanje i parametriranje zaštite napravljena je datoteka metodom exportovanja podataka relea sa ćelije kućnog trafoa u format *.sim za program DT.
- Zatim je u programu DT urađeno importovanje te datoteke (slika 4).

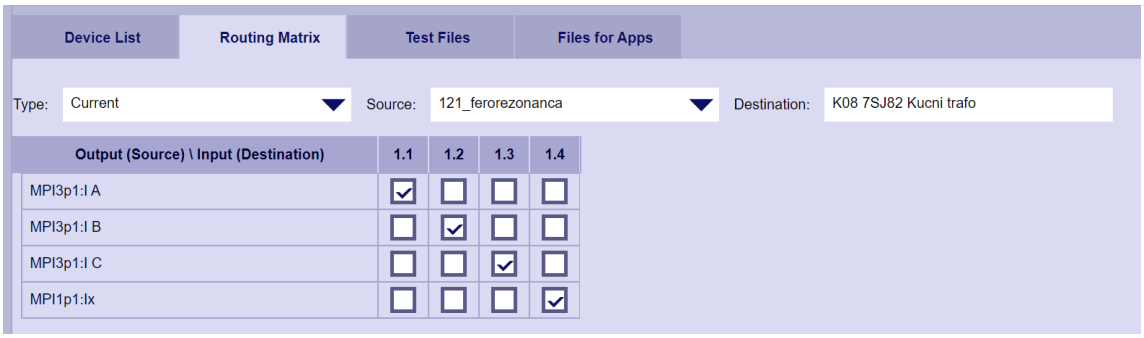


Slika 4 Importovana datoteka relea sa ćelije kućnog transformatora gde se nalazi naponski merni transformator

- Sledeći korak je importovanje zapisa tj. datoteke sa digitalnog registratora iz relea. Datoteka treba da bude u COMTRADE ili XML formatu (slika 5.). Kada u DT imaju „slike“ relea i događaja tada u matrici vršimo „uparivanje“ analognih i digitalnih signala (Slika 6).

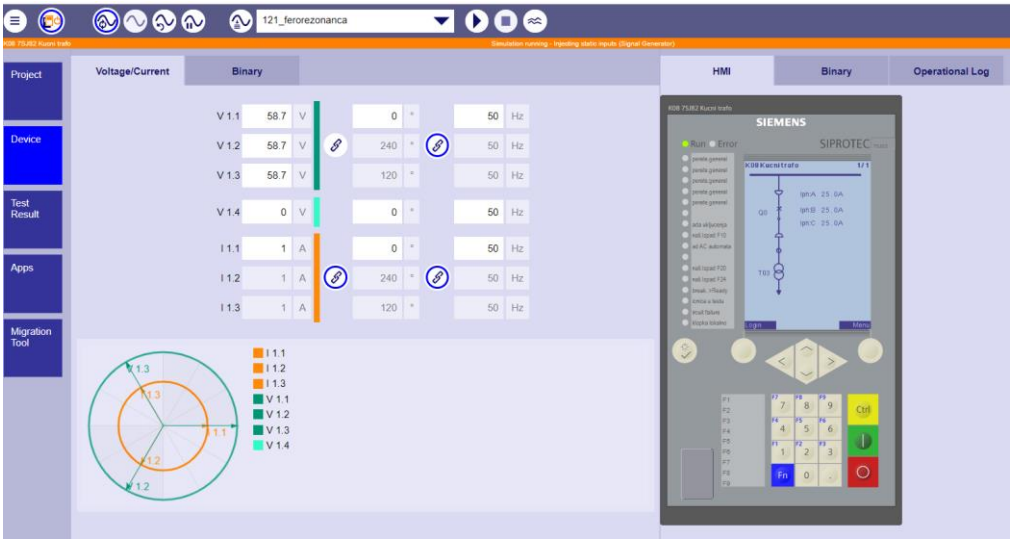


Slika 5 Importovanje datoteke oscilografskog zapisa sa ferorezonancom



Slika 6 „Uparivanje“ analognih i digitalnih signala relea sa signalima sa zapisa

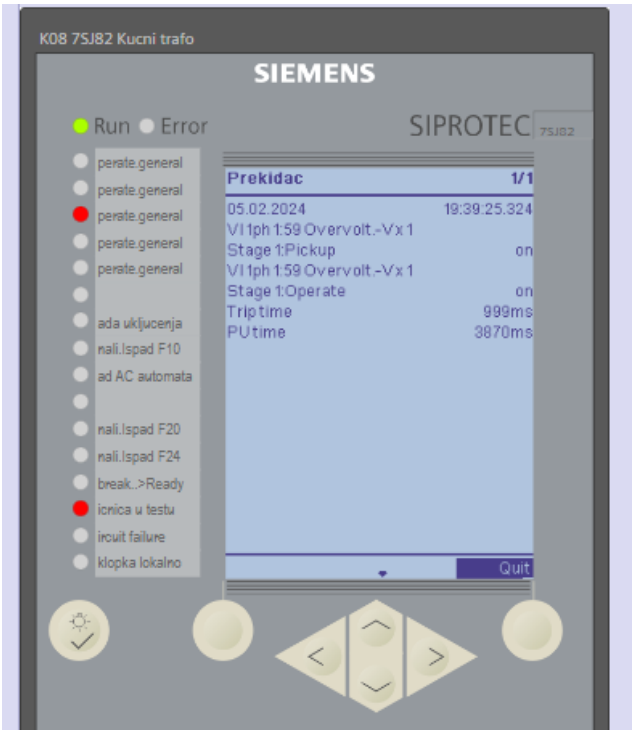
Pokretanjem simulacije i zadavanjem nekih vrednosti struja i napona dobija se slika kao na releju u TS (slika 7). U gornjem malom prozoru odabere se datoteka koja je ranije uvežena u DT. Prostim klikom na dugme "▶" pokreće se „kvar“ i posmatra se reagovanje relea. U posmatranom slučaju zapis je dužine 4 sekunde a vreme reagovanje zaštite $U_o>$ koja se posmatra je 10 sekundi. Da bi se pratilo da li zaštita na posmatrani kvar reaguje mora se u releju privremeno vreme od 10 sekundi smanjiti na 1 sekundu. Simuliranjem kvara na releju je dobijen ekran (slika 8) tj da nema isključenja od strane zaštite.



Slika 7 Slika digitalnog relea u DT-u

Slika 8 Displej relea sa originalnim podešenjem

Sa ekrana a i uvidom u listu kvarova vidi se da nema signala isključenja već samo pobude zaštite, što se desilo u opisanom slučaju. Pregledom podešenja zaštite $U_o>$ utvrđeno je da je ista podešena da za rad zaštite koristi "fundamental component" tj. trenutne vrednosti veličine U_o. Detaljnijom analizom rada algoritma za zaštitu došlo se do zaključka da sa merenjem "fundamental component" zaštita reaguje samo za signale sa osnovnom frekvencijom, 50Hz. S obzirom da je pri ovom kvaru frekvenca bila 25Hz, bilo je jasno zašto zaštita nije reagovala. Druga simulacija je urađena sa promenjenim parametrom za rad zaštite sa "fundamental component" na "RMS value" u releju. Rezultat te simulacije je bio reagovanje zaštite (slika9) što nam je i bio cilj.



Slika 9 Displej releja posle prepodešavanja

5. ZAKLJUČAK

Inženjeri zaduženi za zaštitu i automatiku u elektroenergetskim postrojenjima imaju vrelo odgovorno radno mesto. Glavni zadaci ovih inženjera uključuju instalaciju opreme za relejnu zaštitu i automatizaciju u elektroenergetskim postrojenjima, kao i kasnije održavanje te opreme. Održavanje podrazumeva: redovno periodično ispitivanje, eventualne popravke opreme, praćenje rada i eventualna prepodešavanja zaštitnih uređaja.
Tokom rada zaštitnih uređaja dešava se i reagovanje istih. U tim slučajevima potrebno je izvršiti analizu kvara i reagovanja uređaja da bi se došlo do zaključka da li je reagovanje zaštite bilo ispravno ili ne. Za taj deo rada koriste se podaci dobijeni sa relea u vidu oscilografskih zapisa ili liste signala. Kvarovi koji se dešavaju na elementima elektroenergetskog sistema za koje imamo reagovanje zaštitnih uređaja su najčešće jednopolni ili višepolni kratki spojevi.
U ovom radu je analiziran slučaj reagovanja zaštitnih uređaja u slučaju pojave ferorezonance koja se dešava na naponskim mernim transformatorima. Za analizu ovovg kvara korišćena je tehnologija DIGITAL TWIN-a koja se pokazala efikasnom.
Postupak izložen ovim radom je mogao da se uradi i na drugi način. Svi savremeni mikroprocesorski uređaji za sekundarno ispitivanje uređaja relejne zaštite imaju opciju **Transplay**. Ta opcija podrazumeva da COMTRADE zapis sa releja može da se ponovo simulira na releju. Ova opcija podrazumeva da se taj postupak obavi u TS na releju koji nije reagovao ili u najboljem slučaju na releju koji imamo u rezervi u laboratoriji. Rezultat tog ispitivanja bi bio identičan rezultatu koji smo mi dobili korišćenjem DT tehnologije.
Prednost DT tehnologije je u ovom slučaju pre svega u utrošenom vremenu, mogućnosti rada iz kancelarije, menjanje različitih parametara podešenja i praćenje rada uredjaja – bez fizičkog uredjaja.
Na osnovu svega predhodno iznetog može se zaključiti da za analizu rada zaštitnih uređaja se uspešno može koristiti tehnologija DIGITAL TWIN-a.

LITERATURA

1. **https://www.twi-global.com/technical-knowledge/faqs/what-is-digital-twin**
2. **https://www.siprotec-digitaltwin.siemens.com/#/digital-twin-splash-screen**
3. SIPROTEC 5, 7SJ82/7SJ85, Manual 3,C53000-G5040-C017-F, Edition 08.2021
4. HRVATSKI KOMITET MEĐUNARODNE KONFERENCIJE ZA VELIKE ELEKTRIČNE SISTEME, ZAGREB, Berislavićeva 6, ČETVRTO SAVJETOVANJE CAVTAT, 17-21. listopada 1999., FEROREZONANCIJA U TROFAZNOJ MREŽI S IZOLIRANOM NULTOČKOM, Prof.dr.sc. Tomislav Kelemen, dipl.ing.Končar-Institut za elektrotehniku, Zagreb
5. COMPUTATIONAL PROBLEMS OF ELECTRICAL ENGINEERING, Vol. 5, No. 1, 2015, INVESTIGATION OF FERRORESONANCE IN ELECTRICAL NETWORKS AT OPEN-PHASE OPERATING CONDITIONS ,Iryna Tugai Institute of Electrodynamics of NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine
6. INFOTEH-JAHORINA Vol. 15, March 2016., Ferorezonansa u distributivnoj mreži sa izolovanim zvjezdištem, Ernad Šabanović Student drugog ciklusa studija Elektrotehnički fakultet Istočno Sarajevo, Bosna i Hercegovina

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-02

ISPITIVANJE CENTRALIZOVANE ZAŠTITE POSTROJENJA SA DESET IZVODA UPOTREBOM SIMULATORA U REALNOM VREMNU

TESTING OF CENTRALIZED PROTECTION OF HIGH VOLTAGE SUBSTATION WITH TEN BAYS USING A REAL-TIME SIMULATOR

Milica VLAISAVLJEVIĆ, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Republika Srbija
Zoran STOJANOVIĆ, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Republika Srbija
Simiša SIMIĆ, Tajfun HIL doo, Republika Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Standard IEC 61850 doneo je mnoge novine u koncipiranju savremenih visokonaponskih transformatorskih stanica. Nastavak digitalizacije visokonaponskih postrojenja podrazimeva širenje komunikacione infrastrukture do primarne opreme. Horizontalna komunikacija izmedju inteligentnih elektronskih uredjaja (IED) sada podrazumeva, ne samo razmenu GOOSE poruka, već i razmenu merenih napona i struja u formi digitalizovanih odbiraka signala (SMV). Ovo otvara mogućnost ispitivanja zaštite, ne na nivou jednog uredjaja, već na nivou čitavog postrojenja. Korak dalje predstavlja upotreba simulatora u realnom vremenu (HIL), koji omogućava da se ispitivanje vrši na osnovu matematičkog modela čitave transformatorske stanice, koji uvažava modele nadzemnih i kablovski vodova u postrojenju, modele energetskih, strujnih i naponskih transformatora, modele rasklopne opreme, modele potrošača, itd. U radu je dat primer ispitivanja osetljivosti i selektivnosti centralizovane zaštite postrojenja sa deset izvoda. Prikazani su testovi prorade fazne prekostrujne zaštite, usmerene nulte prekostrujne zaštite, kao i zaštite sabirnica prekostrujnim relejima. Novi pristup u ispitivanju digitalnih transformatorskih stanica omogućava uvažavanje dinamičkih pojava, nelinearnosti u sistemu, jednovremeno ispitivanje više zaštitnih uredjaja, proveru selektivnosti i osteljivosti zaštitnog sistema cele transformatorske stanice, ispitivanje bez fizičkog dovodjenja napona i struja i prekida progona.

Ključne riječi: Digitalna transformatorska stanica, GOOSE, SMV, HIL, centralizovana zaštita

ABSTRACT

The IEC 61850 standard brought many innovations in the design of modern high-voltage substations. The continuation of the digitalization of high-voltage substations implies the expansion of the communication infrastructure to the primary equipment. Horizontal communication between intelligent electronic devices (IED) now implies not only the exchange of GOOSE messages but also the exchange of measured voltages and currents in the form of digitized signal samples (SMV). This opens up the possibility of testing the protection not at the level of a single device but at the level of the entire substation. A step further is the use of a real time simulator (HIL) which allows the test to be carried out on the basis of a mathematical model of the entire substation which takes into account models of overhead and cable lines in the station, models of energy, current and voltage transformers, models of switchgear, models of consumers , etc. The paper presents an example of testing the sensitivity and selectivity of centralized substation protection with ten bays. Performance tests of phase overcurrent protection, directional zero sequence protection, as well as busbar protection with overcurrent relays. The new approach in the testing of digital substations enables consideration of dynamic phenomena, nonlinearities in the system, simultaneous testing of several protective devices, checking the selectivity and sensitivity of the protective system of the entire substation, testing without physical supply of voltages and currents and without opteratioin interruption of the substation.

Key words: Digital substation, GOOSE, SMV, HIL, centralized protection

Milica Vlaisavljević - milica.vlaisavljevic97@gmail.com,
Zoran Stojanović - stojanovic@etf.rs,
Simiša Simić - simisa.simic@typhoon-hil.com

1. UVOD

Snabdevanje električnom energijom igra ključnu ulogu u savremenom društvu. Od snabdevanja vodom, robom, gasom, naftom, medicinskim uslugama, kućnom automatizacijom, elektrokomunikacionim, bezbednosnim i mnogim drugim infrastrukturnim sektorima, sve zavisi od pouzdanog i ekonomičnog snabdevanja električnom energijom. [1] Digitalizacija svih aspekata savremenog društva je u eksponencijalnom rastu, s toga isti trend se oslikava i u energetici. Pomenuta tranzicija donosi mogućnost nadzora, upravljanja ili podešavanja svakog elementa. Novi vid funkcionisanja energetskog sektora uključuje i sakupljanje velikog broja podataka koji se generiše u realnom vremenu. Svi generisani podaci ne unose nikakvu novost, niti predstavljaju prednost ukoliko se na adekvatan način i pravovremeno ne obrade i na osnovu rezultata obrade preuzmu neophode radnje. Nov način upravljanja i zaštite energetskog sistema se oslanja na komunikaciju između uređaja.

Komunikacioni trendovi unutar elektroenergetskih sistema uključuju razvoj zahteva automatizacije, potrebe za upotrebom napredne merne infrastrukture za komunikaciju među trafostanicama i konvergenciju telekomunikacione mreže. [2] Ideja o digitalizaciji visokonaponskih postrojenja je predstavaljenja još sa pojavom standarda IEC 61850. Razvoj IEC 61850 imao je za jedan od ciljeva definisanje formata fajla koji opisuje komponente trafostanice i sistema zaštite i automatizacije na način koji omogućava da se većina inženjerskih zadataka obavlja automatski. Da bi se omogućilo modeliranje i razmena podataka između različitih inženjerskih alata potrebnih u različitim fazama procesa inženjeringa trafostanice, taj format datoteke mora da ispuni zahtev za interoperabilnost. [3]

Nov trend digitalizacije i automatizacije visokonaponskih postrojenja sa sobom nosi i pitanje razvoja načina ispitivanja. Kao jedno od rešenja nameće se upotreba HIL-a. HIL je simulator u relanom vremenu, koji generiše veliki broj informacija u relanom vremenu i na taj način oponaša složen sistem. Njegova primena u digitalnim visokonaposnkim postrojenjima ne mora biti striktno vezana za ispitivanja, već može biti upotrebljen i u razvoju.

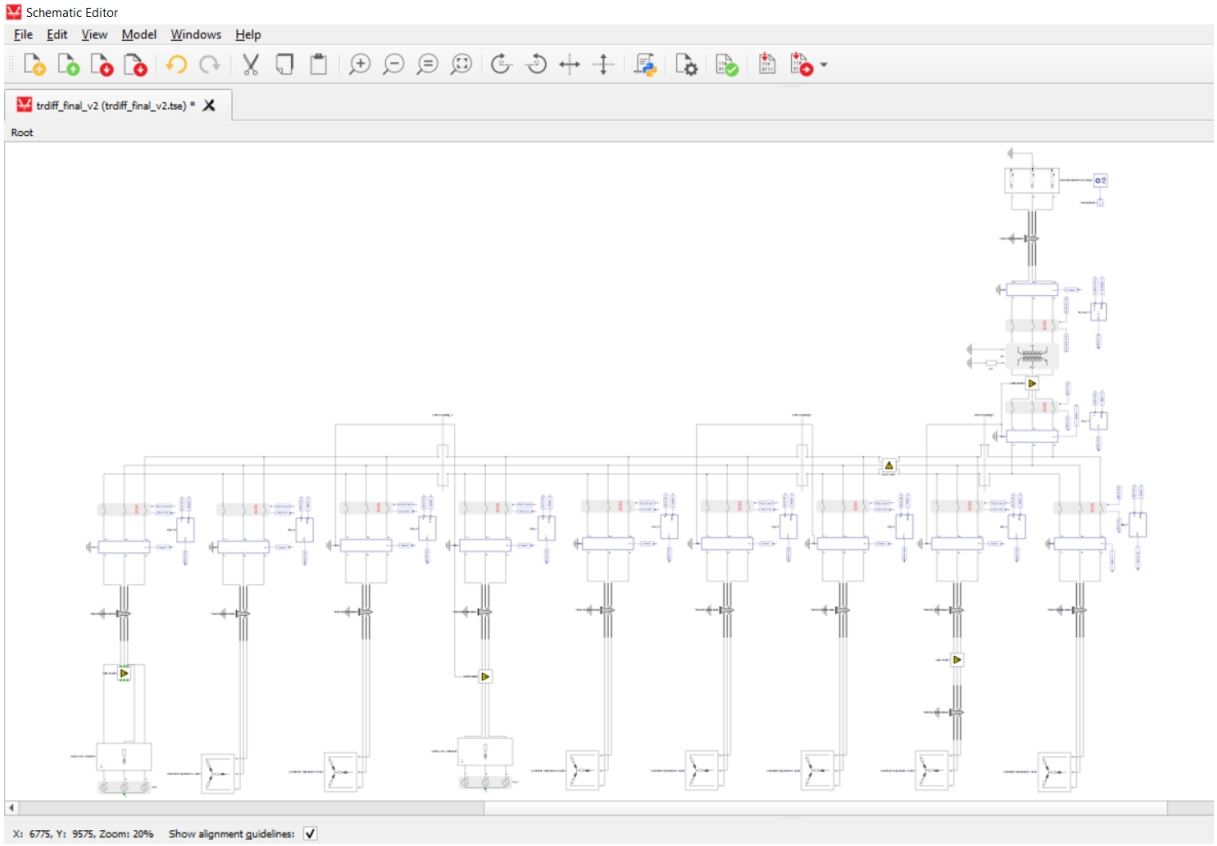
2. DIGITALIZACIJA VISOKONAPONSKIH POSTROJENJA

Uobičajeni tip visokonaponskih postrojenja sadrži relejnu zaštitu, kao njegov sastavni i neizostavni deo. Ona funkcioniše na principu detekcije parametara koji ukazuju na kvar na osnovu kojih donosi odluke o tipu reakcije i formiranja parametara kako bi se potrebna reakcija dalje sprovela. U digitalnim visokonaponskim postrojenjima relejna zaštita funkcioniše po istom principu, s tim što je ona sada deo kompleksnog segmenta sa još kompleksnijom komunikacionom infrastrukturom. Komunikaciona infrastruktura je veoma bitan aspekt digitalnih visokonaponskih postrojenja, ali pored nje vremenska sinhronizacija je takođe nešto na šta posebno treba obratiti pažnju. Rad zašitite može biti ugrožen ukoliko sinhronizacija ne bude homogena unutar sistema komunikacije.

Početni proces u digitalnim visokonaponskim postrojenjima je pretvaranje analognih signala u digitalne. Analogne signale najčešće generišu konvencionalni merni transformaotri. Tako formirani analogni signali se konvertuju u digitalne pomoću *Merging Unit*-a. Novim edicijama standarda za merne transformatore definisana je nova vrsta mernih transformatora - elektronski merni transformatori LPIT-ovi (Low Power Instrument Transformer), koji mogu biti sa analognim ili digitalnim interfejsom. [4] Oni imaju veliku prednost nad konvencijalnim mernim trasnformatorima, jer npr. nemaju uticaj zasićenja magnetnog jezgra. Nakon pretvaranja analognog u digitalni signal, signal u tom obliku se prenosi komunikacionom infrastrukturom do IED-a koji treba da ih obradi. Pomenuti prenos se vrši SV protokolom. SV protokol funkcioniše tako što se poruke šalju sa tačno definisanim vremenskim intervalima. Drugi vid horizontalne komunikacije u digitalno trafostanici je GOOSE protokol, koji obezbeđuje brz i pouzdan prenos informacija između IED-ova. Svi IED-i povezani komunikacionom infrastrukturom sa Merging Unit-ima dobijaju sve poruke, ali ih filtriraju i analiziraju samo one za koje su pretplaćeni. [5] IED-i komuniciraju između sebe, ali pomoću GOOSE protokola, koji je zasnovan na događajima. Ovim protokolom se prenosi jedna GOOSE poruka na sve uređaje koji su povezani komunikacionom infrastrukturom, ali takođe poruke bivaju filtrirane i analiziraju se samo poruke na koji je IED-i pretplaćen. Nakon analize poruka IED-i na koje su pretplaćeni, komunikacijskom infrastrukturom se šalju poruke odluke delovanja zaštite, uređajima koji su deo prekidača. Pomenuta komunkacija se takođe odvija pomoću GOOSE protokola.

3. MATEMATIČKI MODEL VISOKONAPONSKOG POSTORIJENJA

Matematički model predstavalja matematički zapis bilo kog fizičkog sistema. Da bi se formirao matematički model potrebno je temeljno poznavanje fizičkog sistema i svih pojava u njemu. Visokonaponska postrojenja su kompleksni fizički sistemi, ali se mogu predstaviti matematičkim modelima, jer se pojave u njima mogu u potpunosti opisati matematički. U ovom radu je formiran matematički model visokonaponskog postrojenja sa deset izvoda u HIL-u, prikazan na slici 1.



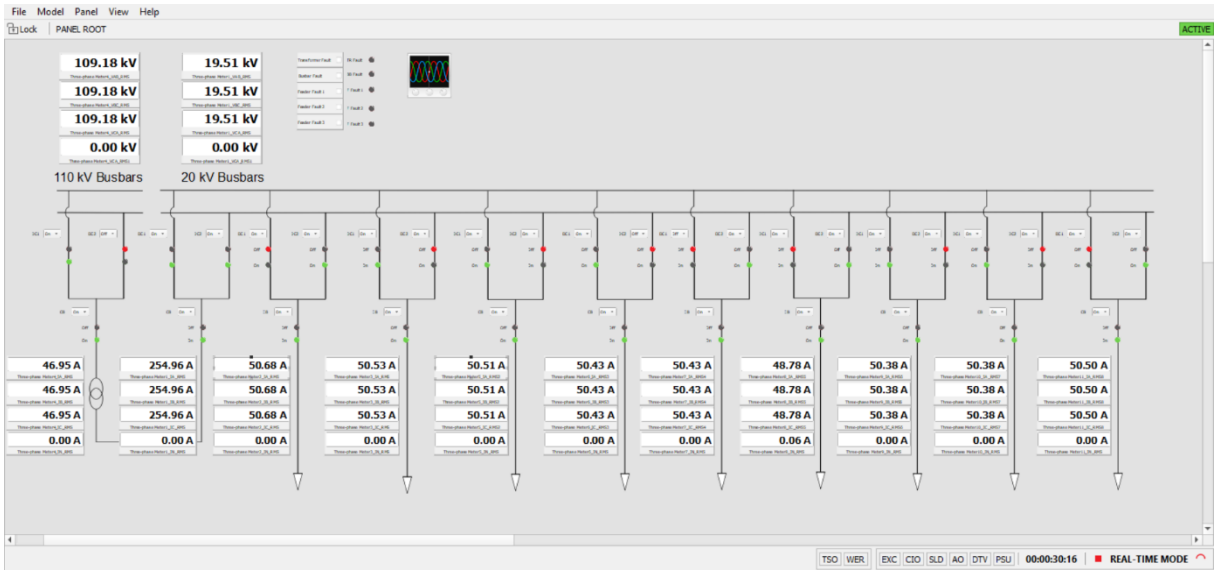
Slika 1 - Matematički model visokonaponskog postrojenja u HIL-u

Prvi izvod je matematički model prenosne mreže 110kV, koja je povezana na primar tj. na visokonaponski deo energetskog transformatora. Od sekundarnog dela energetskog transformatora počinje matematički model srednjenaponskog dela postrojenja. Preostalih devet izvoda su srednjenaponski vodovi sa prekidačima. Izvodi sedam i deset su aktivni izvodi, njima je sumulirana disitributiana proizvodanja.

Takođe, u modelu postoji pet pozicija za kvarove. Kvar na transformatoru nije razmatran u ovom radu, ali kvar na sabirnicama i kvarovi na izvodima tri, sedam i deset jesu. HIL simulira u realnom vremenu ponašanje visokonaponskog postrojenja i generiše potrebne poruke za komunikacijsku strukturu. Generisane poruke su simulacija onih koje bi bile generisane u realnom postrojenju. HIL generiše u realnom vremenu SMV-i iz svih izvoda ka uređaju centralizovane zaštite postrojenja. [6]

Pomoću HIL-a moguće je poslati statuse rastavljača i prekidača koji su deo projektovanog matematičkog modela GOOSE porukama ka uređaju centralizovane zaštite. Takođe, HIL može da komunicira i u suprotnom smeru, tj. da prima GOOSE poruke komande rastavljača i prekidača sa uređaja centralizovane zaštite.

Vrednosti merenih struja i napona iz matematičkog modela pre simulacije kvarova, kao i statusi rasklopne opreme (prekidača i rastavljača) u svim poljima, su prikazani na slici 2.



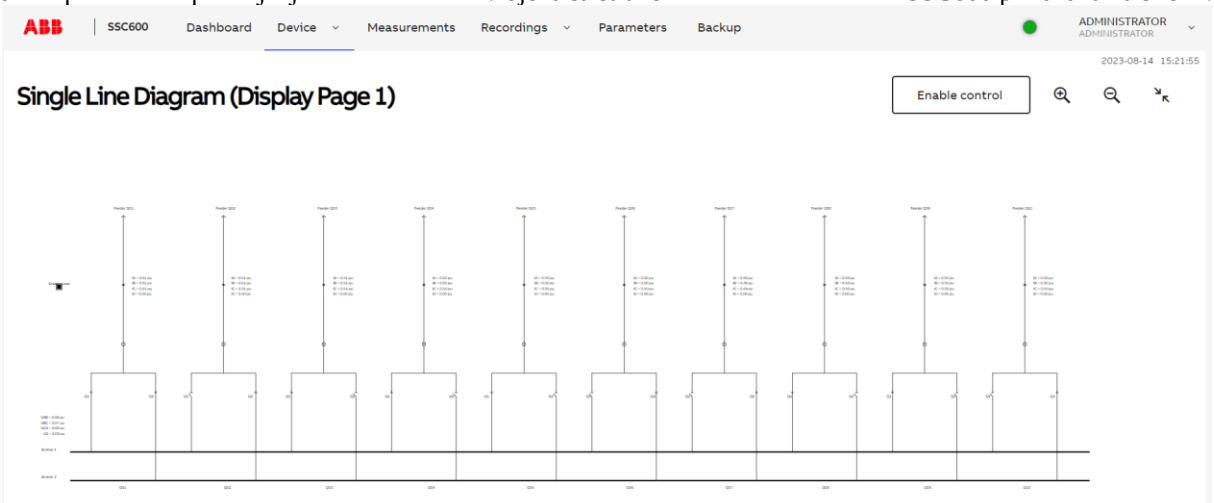
Slika 2 - Vrednosti merenih struja i napona iz matematičkog modela pre simulacije kvarova – SCADA prikaz

4. ISPITIVANJA

Na slici 3 prikazana je laboratorijska postavka opreme na kojoj su izvršena ispitivanja.

Slika 3 – Laboratorijska postavka ispitivanja
(1. SSC600 centralizovana zaštita, 2. Switch, 3. HIL uređaj)

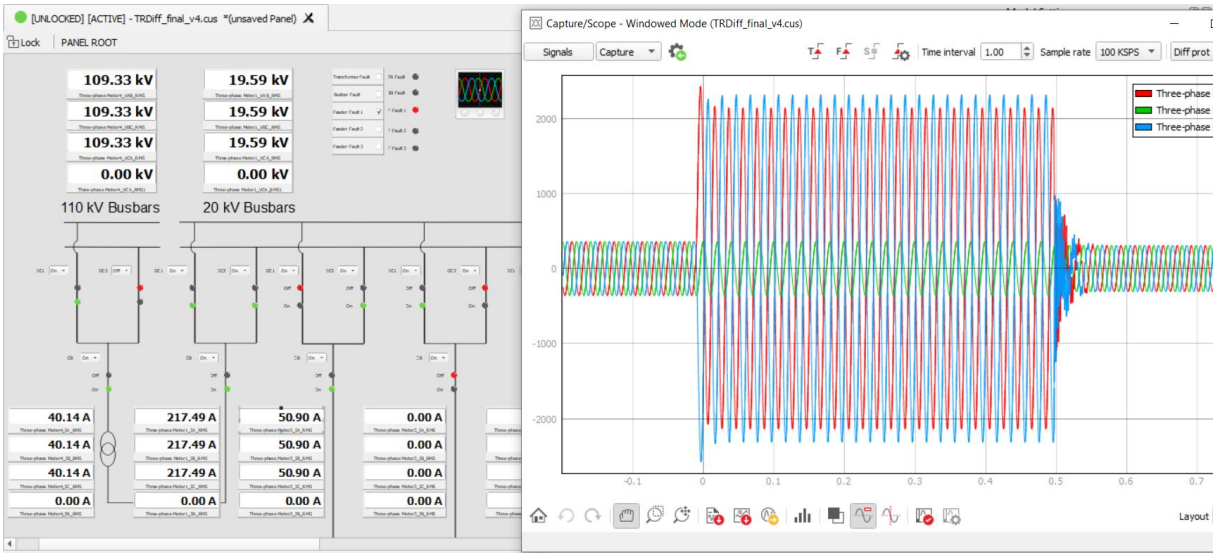
Jednopolna šema postrojenja sa deset izvoda vidjena sa strane centralizovane zaštite SSC600 prikazana na slici 4.



Slika 4 – Jednopolna šema postrojenja sa deset izvoda – prikaz sa centralizovane zaštite

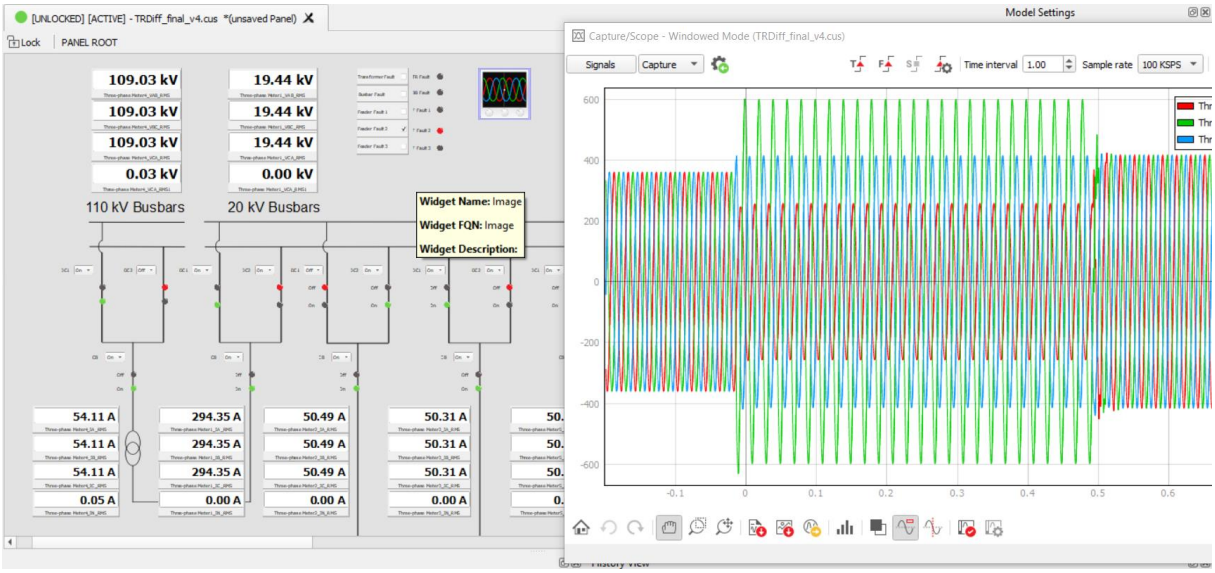
Ispitivanja su izvršena tako što su aktivirani kvarovi na odgovarajućim pozicijama u matematičkom modelu, a potom su analizirani talasni oblici struja i napona pre kvara i nakon njega. Prvo je izvršeno ispitivanje prekostrujne zaštite na izvodu 3, podešena je da reaguje pri pojavi struje koja je veća od nominalne pet puta u trajanju od 0,5s.

Aktiviran je međufazni kvar na izvodu 3 između faza A i C. Zaštita je odreagovala nakon pojave prekomerne struje i isključila prekidač 3. Na slici 5 su prikazani talasni oblici struja i napona sve tri faze i vreme trajanja kvara i reagovanja zaštite.



Slika 5 - Talasni oblici struja i napona sve tri faze, vreme trajanja kvara i reagovanja prekostrujne zaštite na izvodu 3

Nulta usmerena prekostrujna zaštita je ispitana tako što je prvo aktivirana na izvodu 7, podešena je da reaguje ukoliko struja bude veća od 50A u trajanju od 0,5s. Jednofazni kratak spoj je aktiviran na izvodu 7 između faze B i zemlje. Srednjenaponska mreža je u matematičkom modelu uzemljena preko niskoomske otpornosti od 40Ω, te je struja zemljospoja ograničena na 300A. Zaštita je odreagovala, tako što je isključila prekidač 7, prikaz talasnih obilka je dat na slici 6.



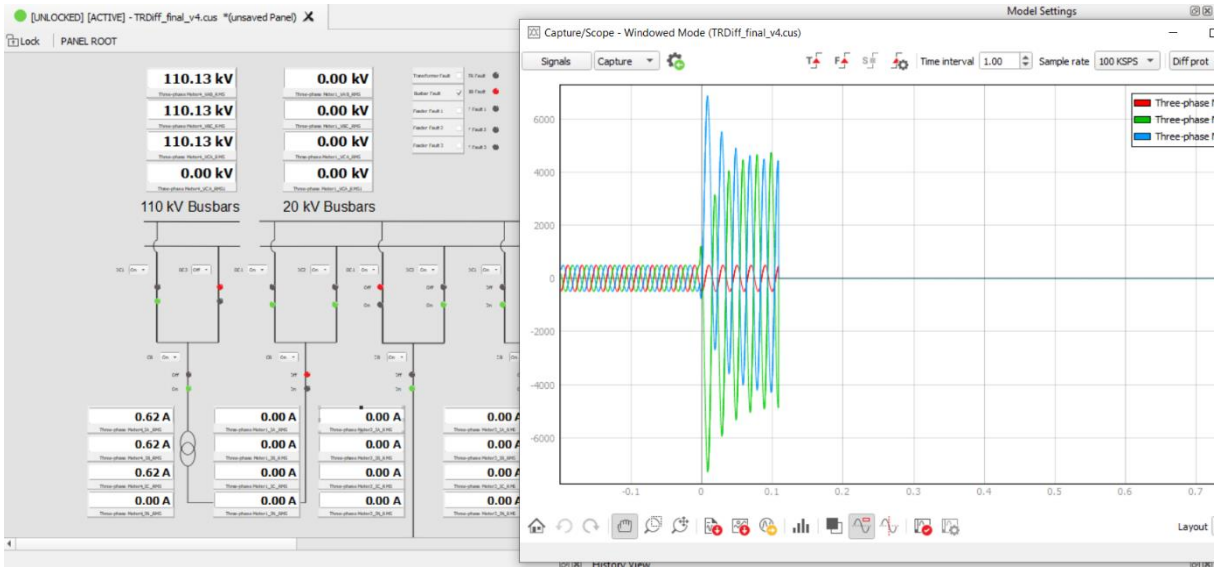
Slika 6 - Talasni oblici struja i napona sve tri faze, vreme trajanja kvara i reagovanja nulte usmerene prekostrujne zaštite na izvodu 7

Prethodno ispitivanje je ponovljeno na isti način, s tim što je usmerenje nulte prekostrujne zaštite promenjeno. Zaštita nije reagovala, svi prekidači su ostali uključeni, čime je ispitana selektivnost usmerene nulte prekostrujne zaštite.

Sledeće ispitivanje je započeto aktiviranjem prekostrujne zaštite u transformatorskom polju, sa parametrima prorade preko dve nominalne struje i vremenom trajanja od 0,1s, ali i aktiviranjem prekostrujne zaštite na izvodu 3 sa parametrima prorade preko pet nominalnih struja i vremenom trajanja od 0,5s. Pobuda zaštite 3 blokira zaštitu 1 GOOSE mehanizmom, čime se realizuje prekostruja zaštita izvoda 3, ali prekostrujna zaštita srednjenaponskih sabirnica. Sa dve aktivne zaštite, u matematičkom modelu izvršen je međufazni kratki spoj na izvodu 3.

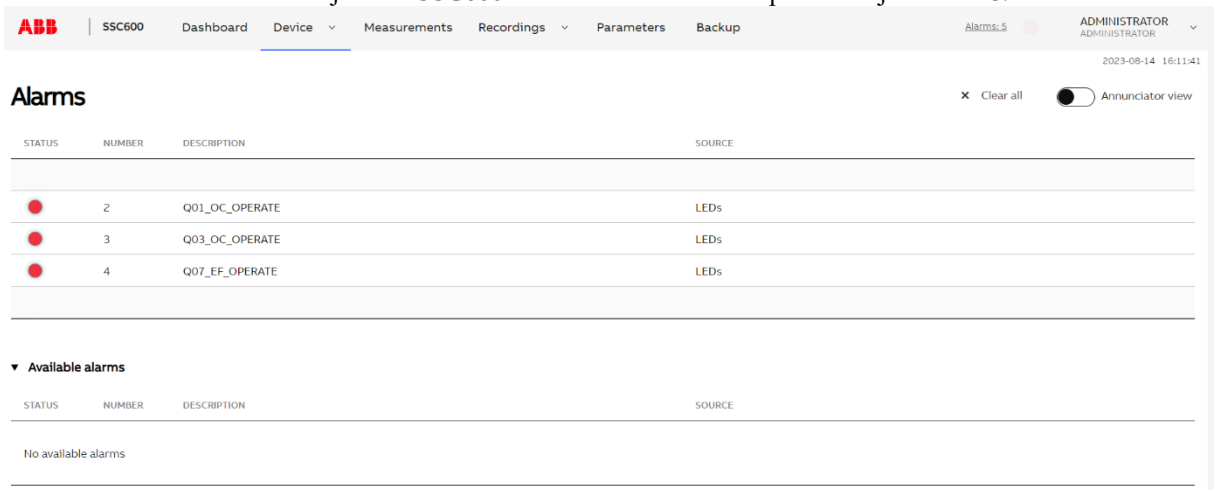
Odreagovala je samo zaštita u izvodu 3, jer je ona bliža kvaru, iako joj je vremensko zatezanje bilo duže od zaštite 1. Talasni oblici struja i napona su identični kao u prvom testu. Na ovaj način uspešno je prošao test blokade prekostrujne zaštite u transformatorskom polju GOOSE mehanizmom od strane prekostrujne zaštite izvoda 3.

Nastavak ispitivanja, sa istim podešenjem zaštite kao u prethodnom testu, bilo je aktiviranje kvara na sabirnicama između faza B i C. Ovaj kvar je videla i reagovala prekostrujna zaštita u transformatorskom polju i isključila sve prekidače na aktivim izvodima (izvodi 1, 7 i 10) nakon 0,1s. Talasni oblici napona i struja su prikazani na slici 7.



Slika 7 - Talasni oblici struja i napona sve tri faze, vreme trajanja kvara i reagovanja prekostrujne zaštite sabirnica

Lista alarma na centralizovanoj zaštiti SSC600 nakon izvršenih testova prikazana je na slici 8.



Slika 8 – Lista alarma na centralizovanoj zaštiti SSC600

5. ZAKLJUČAK

Digitalne visokonaponske trabsformatorske stanice postaju sadašnjost, s toga i potreba za ispitavanjem istih postaje veoma bitan inženjerski zadatak. Način ispitvanja predstavljen ovim radom predstavlja budućnost u ispitivanjima više zaštitnih uređaja, ali i omogućava proveru selektivnost i osetljivosti celog sistema predstavljenog matematičkim modelom u HIL-u.

Ovim radom je prikazno da je moguće izvršiti ispitivanja realnog i kompleksnog sistema bez odlaska na teren. Moguće je izvršiti veliki broj ispitivanja bez velikih ekonomskih ulaganja, na veoma bezbedan i pozdan način.

ZAHVALNICA

Ovaj rad je finansijski podržalo Ministarstvo za nauku, tehnološki razvoj i inovacije Republike Srbije po ugovoru broj: 451-03-65/2024-03/200103.

LITERATURA

[1] Peter Bishop, Nirmal-Kumar C. Nair Editors, „IEC 61850 Principles and Applications to Electric Power Systems – Second edition“, Springer Nature Switzerland AG 2022, 2023
[2] “CIGRE Green Book.: Electricity Supply Systems of the Future”. CIGRE Technical Council, Springer Nature, Switzerland AG, 2020
[3] A. P. Apostolov, „IEC 61850 Based Engineering of Protection Systems“, Actual Trends in Development of Power System Protection and Automation Yekaterinburg, 2013
[4] Vladan Cvejić, „Standardizacija za digitalne ulaze i izlaze funkcija relejne zaštite u seriji standarda SRPS IEC 60255 “,CIGRE 35, Srbija
[5] IEC 61850-9-2:2011 ED2 - „Communication networks and systems for power utility automation - Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) - Sampled values over ISO/IEC 8802-3 “, 2011
[6] ABB SSC600 - Smart Substation Control and Protection

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-03

PODEŠAVANJE SISTEMA RELEJNE ZAŠTITE SOLARNE ELEKTRANE POVEZANE NA DISTRIBUTIVNI SISTEM NA PRIMERU IZ PRAKSE

RELAY PROTECTION SETTINGS CALCULATIONS FOR SOLAR PHOTOVOLTAIC POWER PLANT CONNECTED TO THE DISTRIBUTION NETWORK: A CASE STUDY

Pavle KRIČKA, PowerGrid Engineering doo Beograd, Srbija
Miljana TODOROVIĆ, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, PowerGrid Engineering doo Beograd, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Broj solarnih elektrana povezanih na distributivni sistem je u stalnom porastu poslednjih godina, kako zbog stalnog porasta potrošnje električne energije, tako i zbog težnje za smanjenjem emisije gasova staklene bašte. Kako bi se obezbedio pouzdan, siguran i efikasan rad kako same elektrane tako i preostalog elektroenergetskog sistema, posebnu pažnju je neophodno posvetiti podešavanju sistema relejne zaštite elektrane. U radu je data procedura izrade podešenja relejne zaštite solarne elektrane snage 10 MW povezane na 35 kV distributivni sistem, tako da se obezbedi selektivan i koordinisan rad, minimalno vreme izolovanja kvara i osetljivost na kvarove. Priključno razvodno postrojenje (PRP) elektrane je kablom povezano na izvod u TS 110/35/10 kV. Analizirana su podešenja u 35 kV izvodnoj ćeliji u TS 110/35/10 kV i unutar PRP (dovodna i odvodne ćelije) i dat je izbor zaštitnih funkcija koje je potrebno aktivirati i predlog njihovog podešenja. Za određivanje struja kratkih spojeva i proveru koordinacije zaštite korišćen je specijalizovani softverski paket za tu namenu. Pored toga, dat je osvrt na opravdanost čestih zahteva da se kod zaštita solarnih elektrana aktiviraju usmerene prekostrujne zaštite.

Ključne reči: relejna zaštita, solarna elektrana, koordinacija, kratki spojevi

ABSTRACT

The number of solar photovoltaic (PV) power plants connected to distribution systems has been steadily increasing in recent years, driven both by the growing demand for electricity and the tendency to reduce greenhouse gas emissions. To ensure the reliable, safe, and efficient operation of both the solar PV power plant and the rest of the power system, special attention must be given to the relay protection system settings. This paper presents a procedure for settings calculation for the relay protection system for a 10 MW solar PV power plant connected to the 35 kV distribution system. The goal is to ensure selective and coordinated operation, minimal fault isolation time, and sensitivity to faults. The PV plant's interconnection switchgear is cable-connected to the 110/35/10 kV substation. The relay protection settings for 35 kV outgoing feeder in the substation and within the plant's interconnection switchgear (incoming and outgoing bays) are calculated for the proposed protective functions. For this purpose, a specialized PC-based short circuit and relay coordination program was used. Additionally, the paper explores the justification for frequent requests to activate directional overcurrent protections in solar PV power plant protection schemes.

Key words: relay protection, solar photovoltaic power plant, coordination, short circuit

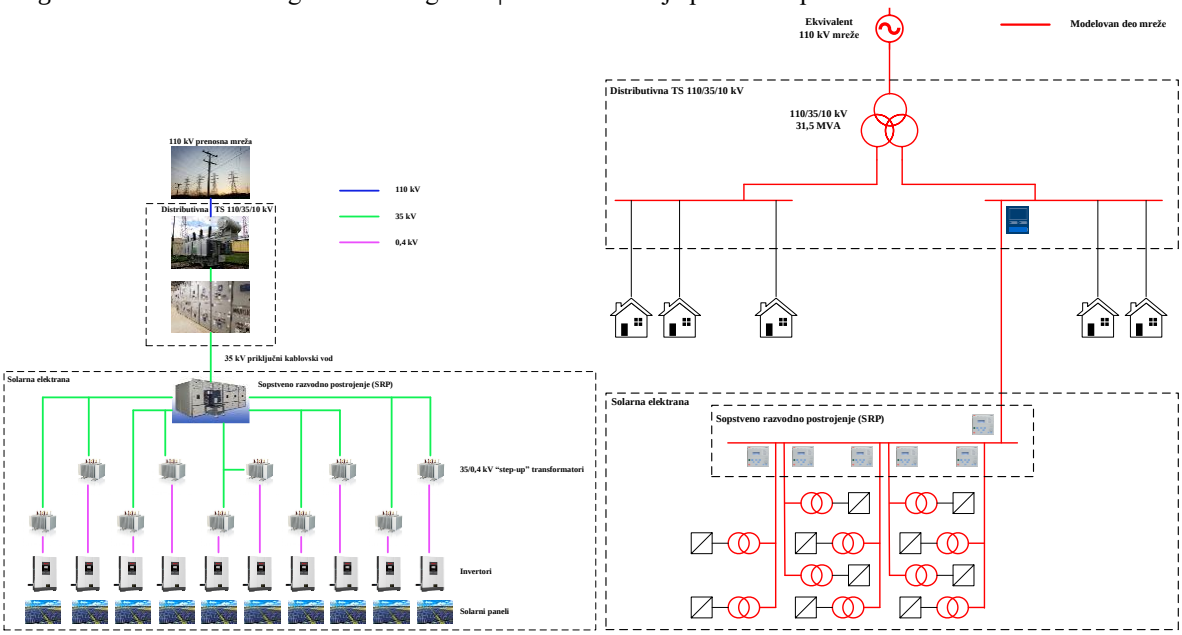
Pavle Krička, pavle.kricka@powergrid-e.com
Miljana Todorović, miljana.todorovic@powergrid-e.com

1. UVOD

Iz godine u godinu, udeo električne energije iz solarnih elektrana (SE) u ukupnoj proizvodnji elektroenergetskih sistema (EES) značajno raste. Osnovni razlozi za takav trend su smanjenje troškova investicije usled smanjenja cene solarnih panela, povećanje cene električne energije, kao i politika smanjenja emisije gasova koji uzrokuju efekat staklene bašte, čime ovi elektroenergetski objekti postaju sve konkurentniji i primamljiviji, pogotovo privatnim investitorima koji žele da uzmu svoje učešće u tržištu električne energije.
SE snage do 10 MW se po pravilu priključuju direktno na distributivni sistem. Integracijom obnovljivih izvora energije direktno u distributivni sistem, menja se način planiranja i eksploatacije istog. Tokovi snaga u distributivnoj mreži više nisu jednoznačno određeni. U pogledu kratkih spojeva (KS), distributivna mreža se više ne može apriori smatrati radijalnom, već se mora od slučaja do slučaja raditi analiza struja KS kako bi se proverila adekvatnost izbora primarne opreme u mreži, kao i adekvatnost podešenja sistema relejne zaštite.
U radu je analizirana SE, snage 9,9 MW, koja je preko sopstvenog razvodnog postrojenja (SRP) priključena na distributivnu mrežu 35 kV priključnim kablovskim vodom na distributivnu transformatorsku stanicu (TS) 110/35/10 kV. Urađen je odabir funkcija zaštite SN postrojenja u SRP SE i proračun podešenja istih, kao i odabir funkcija zaštite i proračun podešenja istih u priključnoj 35 kV ćeliji u distributivnoj TS 110/35/10 kV uz ostvarivanje koordinisanosti celokupnog sistema zaštite. Posmatrana mreža je modelovana u specijalizovanom softverskom paketu za proračun struja kratkih spojeva i analizu sistema relejne zaštite u kome je i proverena koordinisanost sistema. Ulazni podaci za proračun struja KS u posmatranoj mreži su efektivna vrednost i priroda (X/R odnos) struje KS na 110 kV sabirnicama u distributivnoj TS 110/35/10 kV, električni parametri energetskog transformatora u distributivnoj TS 110/35/10 kV i otpornika za uzemljenje 35 kV neutralne tačke istog, električni parametri priključnog 35 kV kablovskog voda, kao i električni parametri 35 kV kablova i 35/0,4 kV transformatora u samoj SE.

2. OPIS ANALIZIRANOG SISTEMA

Analizirana SE je preko SRP priključena na distributivnu mrežu 35 kV priključnim kablovskim vodom dužine 8 km. Mesto priključenja na distributivnu mrežu je rezervna 35 kV ćelija u distributivnoj TS 110/35/10 kV. SRP se sastoji iz 7 (sedam) ćelija: dovodna ćelija, merna ćelija i 5 (pet) odvodnih ćelija na koje je na svaku priključeno po 2 (dva) 35/0,4 kV ET naznačene snage 1 MVA (T1-T8), 1,25 MVA (T9) i 0,8 MVA (T10). Na niskonaponska (NN) postrojenja pomenutih transformatora (T1-T10) su povezani nizovi invertora koji DC napon solarnih panela prilagođavaju AC naponu mreže; transformator T9 na NN strani ima i izvod za sopstvenu potrošnju SE. Planirana odobrena snaga SE je 9,9 MW i realizovana je ugradnjom 100 (sto) invertora naznačene aktivne snage 100 kW i naznačenog faktora snage cosφ=1. Na Slici 1 je prikazana posmatrana mreža.



Slika 1 – Blok dijagram i modelovan deo predmetne mreže

2.1 Sistem relejne zaštite u SRP SE

Sistem relejne zaštite u SRP SE čine mikroprocesorski zaštitni uređaji sa prekostrujnom zaštitom kao osnovnom zaštitom, tzv. „feeder“ releji.

2.2 Sistem relejne zaštite u distributivnoj TS 110/35/10 kV

Zaštitni uređaj u odvodnoj ćeliji u distributivnoj TS 110/35/10 kV na koju je priključena SE je takođe mikroprocesorski uređaj sa prekostrujnom zaštitom kao osnovnom zaštitom, tzv. „feeder“ relej. Zaštitni uređaji u SRP SE i u distributivnoj TS 110/35/10 kV nisu od istog proizvođača.

3. ODABIR FUNKCIJA ZAŠTITE

3.1 Osnovne funkcije zaštite

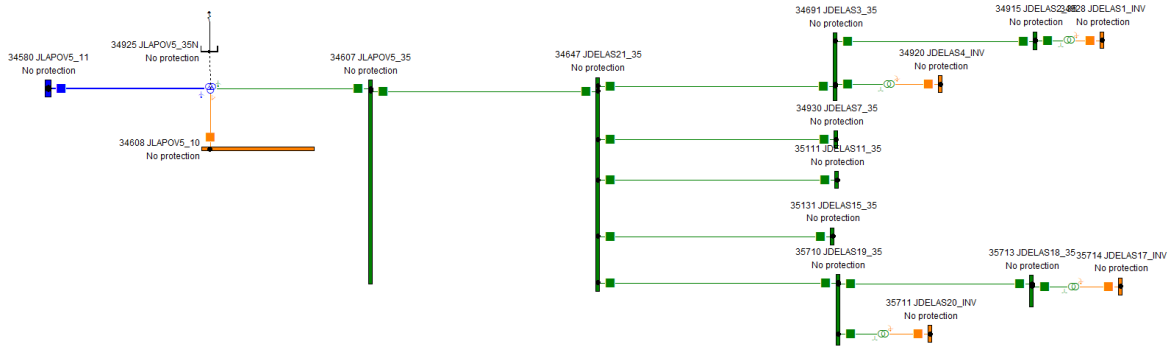
Za osnovnu zaštitu od međufaznih kratkih spojeva, odabrana je fazna prekostrujna zaštita sa strujno-nezavisnom vremenskom karakteristikom (PIOC, 50). Kako je 35 kV mreža uzemljena preko niskoomske impedanse u distributivnoj TS 110/35/10 kV, za osnovnu zaštitu od jednofaznih kratkih spojeva (zemljospojeva) odabrana je rezidualna (računska struja nutog redosleda) prekostrujna zaštita sa strujno-nezavisnom vremenskom karakteristikom (PIOC, 50G). Za rezervnu zaštitu od udaljenih međufaznih kratkih spojeva, kao i za zaštitu od preopterećenja, odabrana je fazna prekostrujna zaštita sa strujno-zavisnom vremenskom karakteristikom (PTOC, 51). Za osnovnu zaštitu od nesimetričnog opterećenja i rednih kvarova (npr. prekid provodnika), odabrana je prekostrujna zaštita po inverznoj komponenti struje sa strujno-nezavisnom vremenskom karakteristikom (PTOC, 50Q).

3.2 Dodatne funkcije zaštite

Na dovodnoj ćeliji u SRP SE aktivirane su i tzv. sistemske zaštite elektrane: podnaponska (PTUV, 27), nadnaponska (PTOV, 59), podfrekventna (PFRQ, 81U) i nadfrekventna (PFRQ, 81O) zaštita. Kao poseban zahtev distribucije, u dovodnoj ćeliji u SRP SE aktivirana je i zaštita od prekomerne aktivne snage (PDPR, 32).
Na priključnom 35 kV kablovskom vodu je realizovana tzv. „Direct Transfer Trip“ (DTT) komunikaciona šema koja podrazumeva jednovremeno isključenje prekidača na oba kraja voda, kako u slučaju delovanja zaštite, tako i u slučaju isključenja od upravljanja.

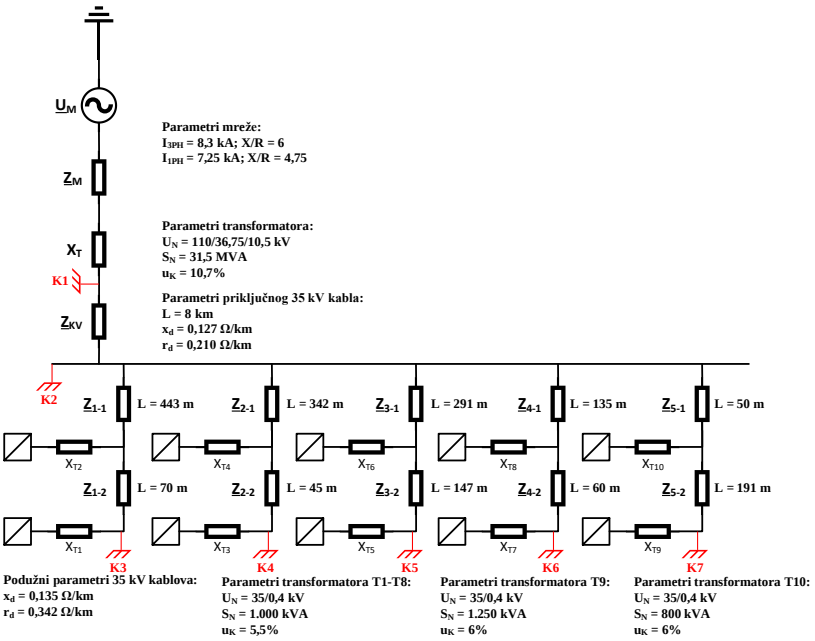
4. PRORAČUN PODEŠENJA FUNKCIJA ZAŠTITE

Posmatrana mreža je modelovana u specijalizovanom softverskom paketu za proračun struja kratkih spojeva i analizu sistema relejne zaštite. Model mreže je prikazan na Slici 2.



Slika 2 – Model mreže u specijalizovanom softverskom paketu za proračun struja kratkih spojeva i analizu sistema relejne zaštite

Verifikacija tačnosti parametara modela je proverena poređenjem struja KS u karakterističnim tačkama mreže dobijenim u softveru sa onim dobijenim računskim putem. Na Slici 3 je prikazan model mreže za proračun struja KS računskim putem.



Slika 3 – Model mreže za proračun struja kratkih spojeva računskim putem

Dobijene vrednosti struja trofaznih KS su prikazane u Tabeli 1.

Tabela 1 – Struje KS dobijene u softveru i računskim putem

Kvar	Softver	Račun	Greška
K1	4113 A	3964 A	3,8%
K2	3223 A	3205 A	0,6%
K3	3160 A	3150 A	0,3%
K4	3175 A	3164 A	0,3%
K5	3169 A	3158 A	0,3%
K6	3197 A	3184 A	0,4%
K7	3193 A	3179 A	0,4%

Iz Tabele 1 vidimo da je najveća greška <5%, dok je većina grešaka <1%, iz čega zaključujemo da je model u softveru adekvatan.

4.1 Proračun podešenja kratkospojne zaštite (PIOC, 50) na odvodnim ćelijama u SRP SE

Gledano iz pozicije zaštitnog uređaja u odvodnoj ćeliji, mreža koju isti štiti je u sistemu direktnog i inverznog redosleda delimično aktivna. Naime, invertori su podešeni tako da daju konstantnu snagu što znači da prilikom propada napona koji se dešava u slučaju kvara dolazi do porasta struje, ali na vrednost ne veću od maksimalne struje koju invertor može da isporuči ($110\%I_{NOM}$). Stoga nema potrebe za usmeravanjem kratkospojne zaštite – struja direktnog redosleda koja se može pojaviti u smeru nazad je daleko manja od struje kvara u smeru napred. Podešavanjem praga reagovanja na vrednost iznad pomenute maksimalne struje invertora, dobijamo inherentno usmerenje štićenog elementa.

Kriterijum za prag reagovanja kratkospojne zaštite je odabran tako da se zaštitni element nikada ne pobuđuje za maksimalnu struju posmatranog odvoda koja se može pojaviti u smeru nazad, a da se pobuđuje za dvofazne kvarove na kraju kabla:

$$50_{PU} \geq 1{,}2 \times I_{LOAD}^{MAX}$$
$$50_{PU} \leq 0{,}8 \times I_{K2}$$

Kriterijumske veličine za određivanje praga reagovanja kratkospojne zaštite su prikazane u Tabeli 2.
Tabela 2 – Određivanje praga reagovanja 50 zaštitnog elementa

Odvod	Maksimalna struja odvoda u smeru nazad	Struja kvara (K2, R_F = 0 Ω)	Opseg podešenja koji ispunjava kriterijum
1	36 A	2760 A	$36\ A \leq 50_{PU} \leq 2760\ A$
2		2773 A	$36\ A \leq 50_{PU} \leq 2773\ A$
3		2768 A	$36\ A \leq 50_{PU} \leq 2768\ A$
4		2794 A	$36\ A \leq 50_{PU} \leq 2794\ A$
5		2789 A	$36\ A \leq 50_{PU} \leq 2789\ A$

Kako je opseg podešenja za podešavanje praga reagovanja 50 elementa koji ispunjava gore navedene kriterijume dosta širok, odabran je dodatni kriterijum tako da se zaštitni element nikada ne pobuđuje za kvarove na 0,4 kV strani transformatora T1-T10:

$$50_{PU} \geq 1{,}2 \times I_{K3}^{MAX}$$

što za odvodne ćelije sa 2 x 1 MVA transformatorima daje:

$$50_{PU} = 365\ A$$

dok za odvodnu ćeliju sa 1,25+0,8 MVA transformatorima daje:

$$50_{PU} = 410\ A$$

Ovako podešen prag reagovanja obezbeđuje da se zaštitni element pobuđuje za kvarove duboko u transformatorima T1-T10, kao i da se nikako ne može pobuditi za maksimalne struje posmatranog odvoda u smeru nazad.
Kako nijedan od transformatora T1-T10 nema posebnu zaštitu od kratkog spoja na 35 kV strani, vreme odlaganja delovanja ovog elementa možemo podesiti na minimalno koje dozvoljava zaštitni uređaj jer nema potrebe za koordinacijom niti sa jednim zaštitnim uređajem:

$$50_{TD} = 20\ ms$$

4.2 Proračun podešenja prekostrujne zaštite (PTOC, 51) na odvodnim ćelijama u SRP SE

Kriterijum za prag reagovanja prekostrujne zaštite je odabran tako da se zaštitni element nikada ne pobuđuje za naznačeno opterećenje odvoda. Kako se na svakom odvodu nalazi 2 MW solarnih panela, prag reagovanja je podešen na:

$$51_{PU} \geq 1{,}1 \times I_{LOAD}^{MAX}$$

što daje:

$$51_{PU} = 36\ A$$

Strujno-zavisna vremenska karakteristika je izabrana tako da za kvarove na 0,4 kV strani transformatora T1-T10 vreme reagovanja ne bude ispod 300 ms, kako bi se zaštitni element koordinisao sa NN osiguračima na odvodima 0,4 kV razvoda pomenutih transformatora, što daje:

$$51_{CURVE} = IEC\ Extreme\ Inverse$$

$51_{TM} = 0{,}3$ za odvodne ćelije sa 2 x 1 MVA transformatorima

$51_{TM} = 0{,}4$ za odvodnu ćeliju sa 1,25+0,8 MVA transformatorima

4.3 Proračun podešenja zemljospojne zaštite (PIOC, 50G) na odvodnim ćelijama u SRP SE

Gledano iz pozicije zaštitnog uređaja u odvodnoj ćeliji, mreža koju isti štiti je u sistemu nultog redosleda pasivna te stoga nema potrebe za usmeravanjem zemljospojne zaštite – struja nultog redosleda koja se može pojaviti u smeru nazad je određena kapacitivnim strujama kablova promatranog odvoda. Podešavanjem praga reagovanja na vrednost iznad pomenute kapacitivne struje, dobijamo inherentno usmerenje štićenog elementa.
Kriterijum za prag reagovanja zemljospojne zaštite je odabran tako da se zaštitni element nikada ne pobuđuje za kapacitivne struje 35 kV kablova posmatranog odvoda, a da se pobuđuje za jednofazne kvarove sa prelaznim otporom od 100 Ω na kraju kabla:

$$50G_{PU} \geq 1{,}2 \times I_{CAP}$$
$$50G_{PU} \leq 0{,}8 \times I_{K1Z}^{R=100\Omega}$$

Kriterijumske veličine za određivanje praga reagovanja zemljospojne zaštite su prikazane u Tabeli 3.
Tabela 3 – Određivanje praga reagovanja 50G zaštitnog elementa

Odvod	Kapacitivna struja kablova odvoda	Struja kvara (K1Z, R_F = 100 Ω)	Opseg podešenja koji ispunjava kriterijum
1	0,6 A	117 A	$0{,}6\ A \leq 50G_{PU} \leq 117\ A$
2	0,5 A		$0{,}5\ A \leq 50G_{PU} \leq 117\ A$
3	0,5 A		$0{,}5\ A \leq 50G_{PU} \leq 117\ A$
4	0,2 A		$0{,}2\ A \leq 50G_{PU} \leq 117\ A$
5	0,3 A		$0{,}3\ A \leq 50G_{PU} \leq 117\ A$

Kako je opseg podešenja za podešavanje praga reagovanja 50G elementa koji ispunjava gore navedene kriterijume dosta širok, odabrano je sledeće podešenje:

$$50G_{PU} = 10\% I_{K1Z}^{R=0}$$

što daje:

$$50G_{PU} = 30\ A$$

Ovako podešen prag reagovanja obezbeđuje da se zaštitni element pobuđuje za prelazne otpore na mestu kvara sa vrednošću daleko većom od 100 Ω, kao i da se nikako ne može pobuditi za kapacitivne struje posmatranog odvoda. Kako se zaštitni element ne bi pobuđivao za nesimetrije u strujnim kolima strujnih mernih transformatora prilikom uključenja odvoda u pogon (istovremeno uključenje dva transformatora pod napon), vreme odlaganja delovanja ovog elementa je podešeno na:

$$50G_{TD} = 200\ ms$$

4.4 Proračun podešenja zaštite u dovodnoj ćeliji u SRP SE

Kriterijum za prag reagovanja prekostrujne zaštite je odabran tako da se zaštitni element nikada ne pobuđuje za naznačeno opterećenje SE:

$$51_{PU} \geq 1{,}1 \times I_{LOAD}^{MAX}$$

što daje:

$$51_{PU} = 180\ A$$

Strujno-zavisna vremenska karakteristika je izabrana tako element bude koordinisan sa zaštitom u odvodnim ćelijama:

$$51_{CURVE} = IEC\ Very\ Inverse$$
$$51_{TM} = 0{,}1$$

Kriterijum za prag reagovanja kratkospojne zaštite je odabran u odnosu na prag reagovanja kratkospojne zaštite u odvodnim ćelijama:

$$50_{PU} \geq 1{,}2 \times 50_{PU}^{ODVOD}$$

što daje:

$$50_{PU} = 500\ A$$

Vreme odlaganja delovanja strujno-nezavisne vremenske karakteristike je izabrano tako da se obezbedi željeni minimalni koordinacioni interval (MKI):

$$50_{TD} = 200\ ms$$

Kriterijum za prag reagovanja zemljospojne zaštite je odabran u odnosu na prag reagovanja zemljospojne zaštite u odvodnim ćelijama:

$$50G_{PU} \geq 1{,}2 \times 50G_{PU}^{ODVOD}$$

što daje:

$$50G_{PU} = 36\ A$$

Vreme odlaganja delovanja strujno-nezavisne vremenske karakteristike je izabrano tako da se obezbedi željeni minimalni koordinacioni interval (MKI):

$$50G_{TD} = 400\ ms$$

Kriterijum za prag reagovanja zaštite od nesimetričnog opterećenja je odabran na sledeći način:

$$50Q_{PU} \geq 20\% I_{LOAD}^{MAX}$$

što daje:

$$50Q_{PU} = 33\ A$$

Vreme odlaganja delovanja strujno-nezavisne vremenske karakteristike je:

$$50Q_{TD} = 5\ s$$

Pored navedenih strujnih zaštita, u dovodnoj ćeliji su aktivirane i tzv. sistemske zaštite, kao i dodatna zaštita od prekomenrne aktivne snage, sa sledećim podešenjima:

$$59_{PU1} = 38\ kV;\ TD1 = 2{,}7\ s;\ 59_{PU2} = 38{,}5\ kV, TD2 = 0{,}7\ s$$
$$27_{PU1} = 32\ kV;\ TD1 = 2{,}7\ s;\ 27_{PU2} = 31{,}5\ kV, TD2 = 0{,}7\ s$$
$$81O_{PU1} = 50{,}5\ Hz;\ TD1 = 2{,}7\ s;\ 81O_{PU2} = 51\ Hz, TD2 = 0{,}7\ s$$

$$81U_{PU1} = 49{,}5\ Hz;\ TD1 = 2{,}7\ s;\ 81U_{PU2} = 49\ Hz, TD2 = 0{,}7\ s$$
$$32_{PU} = 10{,}41\ MW;\ TD = 10\ s$$

4.5 Proračun podešenja zaštite u odvodnoj ćeliji u TS 110/35/10 kV

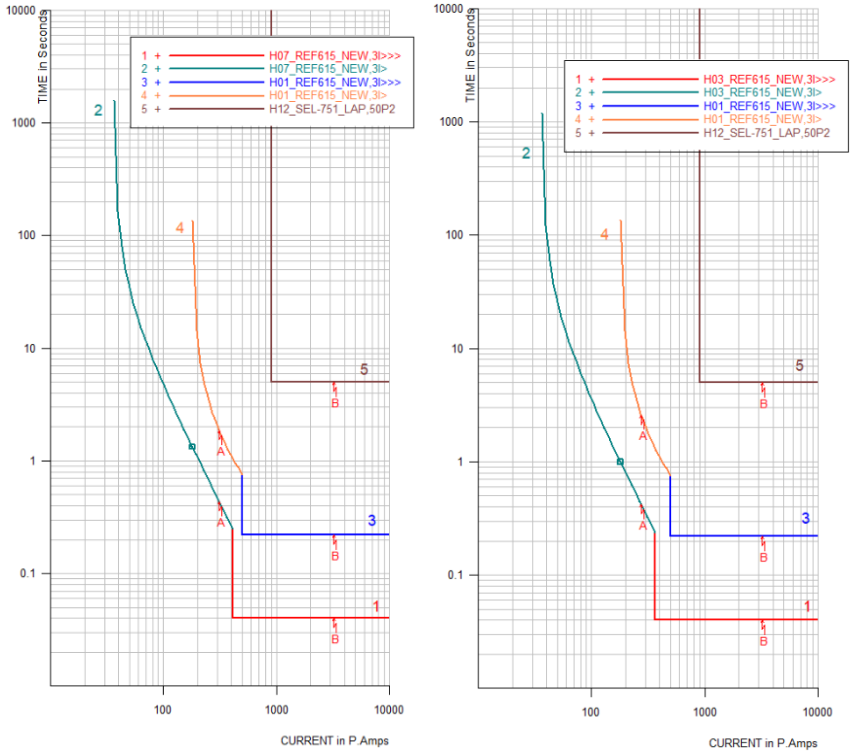
Kako su zaštitni uređaji u odvodnoj ćeliji u TS 110/35/10 kV i dovodnoj ćeliji u SRP SE jedini u toj rednoj vezi (nema otcepa ka nekim drugim potrošačima), zaštita u odvodnoj ćeliji u TS 110/35/10 kV je podešena na isti način kao i u dovodnoj ćeliji u SRP SE jer nema potrebe za koordinacijom istih:

$$50_{PU} = 500\ A;\ TD = 200\ ms$$
$$51_{PU} = 180\ A;\ IEC\ Very\ Inverse;\ TM = 0{,}1$$
$$50G_{PU} = 36\ A;\ TD = 400\ ms$$
$$50Q_{PU} = 33\ A;\ TD = 5\ s$$

5. PROVERA SELEKTIVNOSTI PREKOSTRUJNIH ZAŠTITNIH FUNKCIJA

Nakon podešavanja zaštitnih funkcija u svim karakterističnim tačkama posmatrane mreže, u korišćenom specijalizovanom softverskom paketu je urađena provera koordinisanosti istih i dobijeni rezultati su prikazani na Slici 4 i 5.

Na Slici 4 su prikazane kombinovane karakteristike prekostrujne i kratkospojne zaštite odvodne ćelije sa 1,25+0,8 MVA transformatorima (levo), odnosno, jedne od odvodnih ćelija sa 2x1 MVA transformatorima (desno) u SRP SE u kombinaciji sa prekostrujnom i kratkospojnom zaštitom dovodne ćelije u SRP SE (koje su analogne onim u odvodnoj ćeliji u TS 110/35/10 kV) i prekostrujnom zaštitom u trafo ćeliji u TS 110/35/10 kV.



Slika 4 – Provera koordinisanosti prekostrujne i kratkospojne zaštite

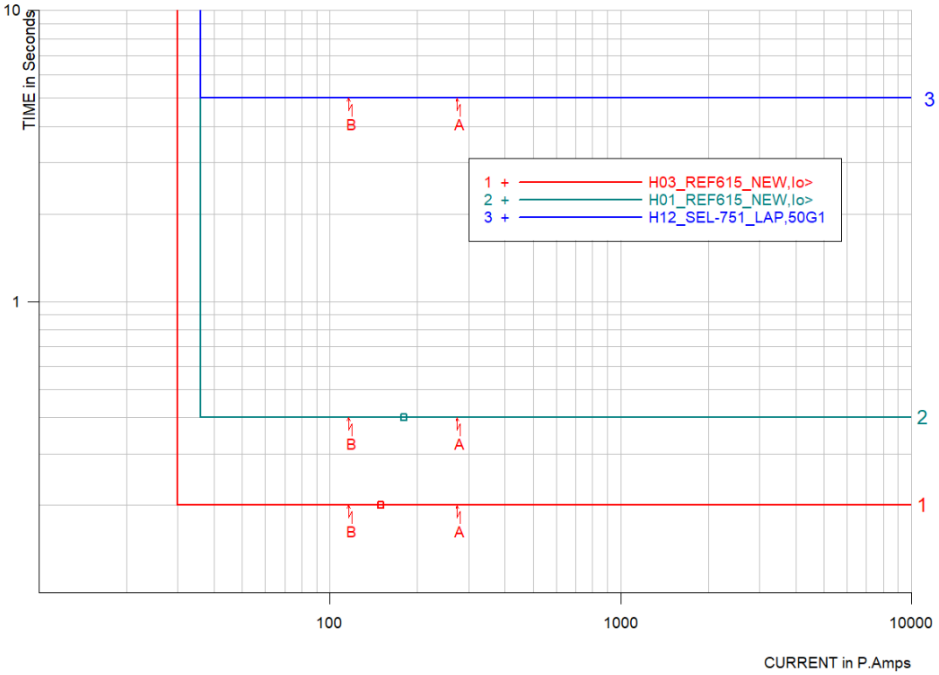
Na obe slike su prikazana dva kvara: kvar A predstavlja trofazni kvar na NN strani jednog od 35/0,4 kV transformatora u SE, dok kvar B predstavlja kvar neposredno ispred prekidača u odvodnoj ćeliji u SRP SE.

Sa slika možemo videti da je postignuto ono što je i zahtevano:

- Trofazni kvar na NN strani nekog od 35/0,4 kV transformatora u SE ne uzrokuje pobuđivanje kratkospojnog elementa u odvodnoj ćeliji – reaguje prekostrujni element sa vremenom odlaganja delovanja nešto većim od 400 ms što je dovoljno za koordinaciju sa NN osiguračima u 0,4 kV razvodu pomenutih transformatora. Takođe, prekostrujna zaštita u dovodnoj ćeliji u SRP SE, kao i u odvodnoj ćeliji u TS 110/35/10 kV (jer su podešene na isti način), se pobuđuje kao rezervna i odradila bi, u slučaju otkaza prekidača u odvodnoj ćeliji, koordinisano.
- Trofazni kvar neposredno ispred prekidača u odvodnoj ćeliji u SRP SE uzrokuje pobuđivanje kratkospojnog elementa u istoj i odradu u inherentnom vremenu zaštitnog uređaja od oko 40 ms. Takođe, kratkospojna zaštita u dovodnoj ćeliji u SRP SE, kao i u odvodnoj ćeliji u TS 110/35/10 kV (jer su podešene na isti način), se pobuđuje kao rezervna i odradila bi, u slučaju otkaza prekidača u odvodnoj ćeliji, koordinisano u

vremenu MKI (≈240 ms). Dodatno, vidimo da se pobuđuje i prekostrujna zaštita u trafo ćeliji u TS 110/35/10 kV, ali je ona sa znatno većim vremenom delovanja pa je stoga svakako koordinisana.

- Na Slici 5 je prikazana zemljospojna zaštita jedne od odvodnih ćelija u SRP SE u kombinaciji sa zemljospojnom zaštitom dovodne ćelije u SRP SE (koja je analogna onoj u odvodnoj ćeliji u TS 110/35/10 kV) i zemljospojnom zaštitom u trafo ćeliji u TS 110/35/10 kV.



Slika 5 – Provera koordinisanosti zemljospojne zaštite

Na slici su prikazana dva kvara: kvar A predstavlja jednofazni kvar na kraju 35 kV kabla odvodne ćelije sa prelaznim otporom 0 Ω, dok kvar B predstavlja jednofazni kvar na kraju 35 kV kabla odvodne ćelije sa prelaznim otporom 100 Ω u SRP SE. Sa slike možemo videti da je postignuto ono što je i zahtevano:

- Zemljospojne zaštite, kako odvoda tako i dovoda, u SRP SE su osetljive (pobuđuju se) za jednofazne kvarove na 35 kV kablovima u SE sa prelaznim otporom od 100 Ω i većim – vidi se da postoji dovoljno velika margina tako da će se pomenute zaštite pobuđivati i za kvarove sa znatno većim prelaznim otporom.
- Vremena odlaganja delovanja zaštita su podešena na takav način da je obezbeđena koordinacija u minimalnoj vrednosti od MKI – zaštita u odvodnoj ćeliji u SRP SE reaguje sa vremenom odlaganja delovanja od oko 200 ms, dok bi zaštita u dovodnoj ćeliji u SRP SE, kao i u odvodnoj ćeliji u TS 110/35/10 kV (jer su podešene na isti način), u slučaju otkaza prekidača u odvodnoj ćeliji, delovala koordinisano u vremenu MKI (≈400 ms). Dodatno, vidimo da se pobuđuje i zemljospojna zaštita u trafo ćeliji u TS 110/35/10 kV, ali je ona sa znatno većim vremenom delovanja pa je stoga svakako koordinisana.

6. ZAKLJUČAK

U radu je dat proces podešavanja sistema relejne zaštite SE povezane na distributivnu mrežu, na osnovu koga se mogu izvesti sledeći zaključci:

- S obzirom na ograničenje struje pojedinačnih invertora, iako je formalno mreža SE u sistemu direktnog redosleda aktivna, u pogledu struje KS i određivanja podešenja kratkospojne zaštite može se smatrati pasivnom (jer je doprinos struji KS sa strane SE značajno manja nego sa strane distributivne mreže) te je kratkospojna zaštita „inherentno usmerena“ i nema potrebe za usmeravanjem iste.
- Kako u mreži SE ne postoje izvori struje nultog redosleda (nema uzemljenih neutralnih tačaka transformatora), u pogledu struje zemljospoja i određivanja podešenja zemljospojne zaštite SE se može smatrati pasivnom (jer su kapacitivne struje kablova u SE, koje su jedini izvor struje nultog redosleda u mreži SE, značajno manje nego struja nultog redosleda sa strane distributivne mreže) te je zemljospojna zaštita „inherentno usmerena“ i nema potrebe za usmeravanjem iste.
- Korišćenjem kombinacije faznog prekostrujnog elementa sa strujno-zavisnom vremenskom karakteristikom (prekostrujna zaštita, PTOC, 51) i faznog prekostrujnog elementa sa strujno-nezavisnom vremenskom karakteristikom (kratkospojna zaštita, PIOC, 50) dobijamo optimalnu zaštitu sistema od međufaznih kratkih spojeva.
- Kako je u konkretnom slučaju struja zemljospoja određena načinom uzemljenja neutralne tačke u distributivnoj TS (uzemljenje preko niskoomske impedanse za ograničenje struje zemljospoja na 300 A), struja

zemljospoja praktično ne zavisi od lokacije kvara u 35 kV mreži (već samo od prelaznog otpora na mestu kvara) te se optimalna zaštita sistema od jednofaznih kvarova može realizovati i samo korišćenjem rezidualnog prekostrujnog elementa sa strujno-nezavisnom vremenskom karakteristikom (zemljospojna zaštita, PIOC, 50G). Takođe smo videli da softverski paketi za proračun struja KS i analizu sistema relejne zaštite služe kao odličan alat za određivanje kriterijumskih veličina (struja kvarova) i vizualni prikaz podešenih karakteristika i koordinisanosti među njima, ali je i dalje za određivanje samih kriterijuma za podešavanje sistema relejne zaštite neophodno poznavanje materije i inženjerske prakse.

LITERATURA

[1] Milenko Đurić Zoran Stanojević, 2014, "Relejna zaštita", KIZ Centar
[2] Nikola Rajaković, 2008, "Analiza elektroenergetskih sistema 2", Akademska misao

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-04

KVAR NA KABELU I UVJETI NA KABELSKOJ TRASI

CABLE FAULT AND CONDITIONS AT CABLE ROUTE

Josip POPOVIĆ, Hrvatska
Zvonimir POPOVIĆ, HEP ODS d.o.o. Elektra Bjelovar, Hrvatska
Dejan ĆULIBRK, HEP ODS d.o.o. Elektra Bjelovar, Hrvatska

KRATAK SADRŽAJ

U radu je kratko opisano kako je splet čudnih okolnosti, od kojih se nijedna ne može izdvojiti kao presudna, uzrokovao je netipičan kvar na kabelu i onemogućiti postupak njegovog točnog lociranja i popravka. Opisani kvar je različit od uobičajenih. Bio je to kratki spoj na jednožilnom kabelu!?! To je bilo na dugačkom kabelu sastavljenom od dva tipa jednožilnih kabela različitih presjeka i različitih izolacija pa i upitno kvalitetno montiranih kabelskih spojnica. Nepoznavanje točne trase, teškoće u kretanju po močvarnom terenu, djelomično po šikari, što su oba kabelska završetka nedostupni za mjerenje, što žile nisu označene, oprema i instrumenti koji nisu baš suvremeni, a ipak dovoljno precizni, ponekad nepouzdani, a sve bez obzira što su operateri ipak dovoljno iskusni, kvar se pretvorio u raritetni slučaj istraživanja kvara na kabelu.

Ključne riječi: kabel, kvar na kabelu, nepovoljni uvjeti na trasi

ABSTRACT

The paper briefly describes how a set of strange circumstances, none of which can be singled out as crucial, caused an atypical failure of the cable and prevented the process of its exact location and repair. The described fault is different from the usual ones. It was a short circuit on a single wire cable!?! This was on a long cable made up of two types of single-core cables of different cross-sections and different insulations, as well as cable connectors of questionable quality. Regarding lack of knowledge of the exact cable route, difficulties in moving through swampy terrain, partly through thickets, both cable ends unavailable for measurement, unmarked cable wires, not very modern (but still precise enough) equipment and instruments, and regardless of the fact that the operators are still sufficiently experienced, the failure turned into a rare case of cable failure research.

Key words: cable, cable failure, unfavorable conditions on the route

Josip Popović, josip.popovic.bj@gmail.com
Zvonimir Popović, zvonimir.popovic@hep.hr
Dejan Ćulibrk, dejan.culibrk@hep.hr

1. UVOD

Snježno nevrijeme praćeno jakim vjetrom prouzročilo je pucanje vodiča na dalekovodima, pa zbog težine mokrog snijega i uz rušenje drveća u prosjekama, rezultiralo je kvarovima na dalekovodima. Snijeg nošen jakim vjetrom, nepročišćeni putovi i nepristupačnost mjestima kvarova jako su otežavali njihovo lokaliziranje i popravak. Ipak, dobrom organizacijom te izuzetnim naporima i velikom požrtvovnošću montera kvarovi su postepeno otklanjani. U takvim uvjetima kvar na jednom srednjenaponskom izlazu iz transformatorske stanice je bio posve nekonvencionalan. Bio je naime kratki spoj na dalekovodu, čija je prva dionica od TS 35/10 kV I do prvog stupa izvedenog kabelom i to jednožilnim. Iskustveno je bilo neprihvatljivo da je kratki spoj na jednožilnom kabelu po olujnom nevremenu dok puše vjetar, pada mokri snijeg, padaju stupovi, pucaju vodiči i ruše se drveća. Kvar je stvarno bio na kabelu i to kratki spoj na jednožilnom kabelu!?! Kvarovi na kabelima su neizbježne pojave u eksploataciji elektroenergetskih mreža. Istraživanje i lociranje mjesta kvara zanimljiv je postupak. Kao i svaki kvar na kabelu trebalo ga je točno odrediti i popraviti, dok su njegovi razgranati dalekovodi, pod pretpostavkom kratkoročno, prespojeni na susjedni dalekovod i stvorili novo, puno ozbiljnije pogonsko stanje koje zahtjeva

povećanu pozornost kako u postupku otklanjanja kvarova, tako i u smislu planiranih radova. Lociranje ili istraživanje kvara na kabelu je započelo kao i kod svakog drugog kvara na kabelu, ali je već i do tada čudnu situaciju, stanje na terenu potpuno zakompliciralo.

2. PODACI O KABELU

Kabel je za taj dio područja izabran zbog teškoća s pronalaženjem trase dalekovoda i zbog potreba za većom strujom dozemnog spoja, od one koja se formira samo od nadzemnih dalekovoda, pa time i pouzdanijom i sigurnijom zaštitom. Tehnički podaci za ovaj kabel su da je kabelska trasa je dugačka 2589 metara. Kabeli na trasi imaju dva presjeka 35 mm^2 i 50 mm^2. Kabeli imaju dvije vrste izolacije, EPR i XLP i nisu vodonepropusni. Kabeli imaju dvije izvedbe plašta, jednu sa žicama a jednu sa trakama. Na kabelu je montirano 6 kabelskih spojnica izvedenih samoskupljajućom vulkanizirajućom trakom. Nije postojala geodetska snimka kabela.

3. STANJE I DOGAĐAJI NA TERENU

Bilo je hladno i vjetrovito s visinom snijega do 50 centimetara, a ispitivanja su provođena na otvorenom i pri tome su kabeli za priključenje instrumenata su bili kruti, a grijanja je bilo, samo uvjetno, u autima čiji su motori stalno radili. Nije precizna skica kabela i spojnica na njemu, a svaki je metar vrlo važan kroz visoki snijeg da ga je trebalo doslovno prtiti Prije tehničkih obrazloženja postoji niz otežavajućih okolnosti kod istraživanja tog kvara. Oba kraja kabela, što znači kabelski završetci su visoko postavljeni, jedan na odcjepni stup, a drugi na provodni izolator u transformatorskoj stanici, pa je zbog toga onemogućen pristup bez njihove demontaže s provodnih izolatora, pri čemu je neophodno uključenje raspoložive mehanizacije, uz sva ograničenja uzrokovanih meteorološkim uvjetima. Trasa kabela je položena po vrlo močvarnom i trusnom području na kojem probleme stvaraju voda, blato i divlje raslinje uz rub šume. Kabel je položen ispod cesta i ima tri križanja s prometnicama. Kabel prelazi i rijeku preko koje je učvršćen u relativno tijesnu metalnu cijev na mostu. Duž kabela na više od polovice trase položen je metalni plinovod, a križa se i provjereno dodiruje s telekomunikacijskim kabelima.

4. MJERENJA I REZULTATI

Prva mjerenja su pokazala da su, uvjetno određena, prva i druga faza ili žila u kvaru i to ne bilo kakvom, nego prema masi i prema sebi što znači i kratki spoj i kvar prema zemlji. Rezultat prve makrolokacije i sinkronizacijskog uređaja bio je da je kvar udaljen 1250 metara od transformatorske stanice. Rezultat je vrlo zadovoljavajući i ohrabrujući prema postojećim uvjetima i dovoljan za makrolokaciju, jer je ukazivao da je kvar na kabelskoj spojnici. Ali stanje na terenu posebno je teško. U okolici mjesta makrolokacije čuo se jednolični zvuk udarnog generatora bez nijansi. Taj zvuk širio se jednolično po trasi, pa iako je prehodano oko 400 metara trase rezultat je za taj put izostao Samo ovih nekoliko primjera ukazuje da teškoće tek počinju. Jer prvi dan nisu polučeni zadovoljavajući rezultati u istraživanju kvara. Kratkoća dana i nejasnoća geofonskog zvuka pražnjenja udarnog generatora prevagnuli su da se to mjesto ne otkopa i pregleda stanje kabelskih spojnica. Drugi dan je iskaz želje i hrabrosti za rješenjem problema. Snima se ponovno, uključuje se lokator, ali više nije na svim žilama jednaka slika, jer na jednoj žili pokazuje široku nejasnu snimku koja ukazuje da postoji dodir s lutajućim strujama na metalnim podzemnim instalacijama. Bez obzira na dobar prelazni otpor udarni generator se ne prazni dobro i pražnjenje se čuje po cijeloj trasi jer postoje križanja i dodirivanja kabela i plinovoda pa se izbijanje udarnog čulo po cijeloj plinskoj trasi i na svim kućnim priključcima. Kabel je bio propaljen, nije držao napon, ali niti se nije moglo priključiti veća struja od 1A, što je i probano jakim aparatom za električno varenje. Na kabelu su bili mjestimično oštećeni plaštevi. Ipak jedna kabelska žila je bila ispravna pa je nakon otkopavanja korištena diferencijalna metoda odabira žila u kvaru. To je bila olakotna okolnost zato što se nakon otkopavanja moglo točno odrediti žilu koju se ne smije presjeći jer koristi kao referentna kod određivanja žila u kvaru. Kad su otpiljene sumnjive spojnice, jer se na njima dobro čulo izbijanje, iz njih se cijedila voda, a vanjski sloj izolacije i poluvodljivi sloj omotan tkaninom bio je potpuno mokar. Izbijanje udarnog se čulo vrlo dobro na spojnicama i to na svima bez obzira na koji je kabel spojen udarni generator, izbijanje udarnog se dobro čulo i na metalnoj cijevi na prijelazu mosta u koju su smještena, bolje reći zgužvana sva tri kabela, pa je prilikom jednog ispitivanja preko vanjske izolacije i preko mikrofona tragača bilo preskoka udarnog napona na operatera, srećom bez posljedica. Lokator za makrolokaciju nije memorijski, a već slijedeći dan je otkazalo mjerno područje na njegovom najdužem dosegu pa se nije mogla precizno odrediti udaljenost nehomogenih mjesta dalje od polovice trase, nego se moralo pristupiti i mjerenju s drugog kraja kabela uz sve kompliciranе pripreme za priključak. Na tom mjestu nije postojala mogućnost pristupa bilo kojoj instalaciji niskonaponske mreže radi priključenja uređaja za istraživanje kvara jer je odcjepni stup bio neposredno uz lokalno groblje. Nepoznavanje točne brzine širenja vala u kabelu samo je dodatno povečavalo nepreciznost dobivenih rezultata jer se na kabelskim spojnicama na kojima su spojeni različiti presjeci i različite izolacije valni otpor mijenja.

5. KOMENTAR POSTUPAKA I REZULTATA

Otkopavanje spojnica na kabelu, bez obzira što se dobro čulo pražnjenje, svaki imalo iskusniji kabelski monter sigurno bi proglasio sigurnim mjestom kvara i zbog njihovog izgleda i zbog cijeđenja vode iz njih. Trebalo je ipak radikalne hrabrosti da se odredi mjesto gdje će se kabel presjeći. Prvo je određeno mjesto kod mosta na prijelazu preko rijeke i to zato što su kabeli vrlo tijesno navučeni u metalnu cijev i zbog dodatne trake za uzemljenje te cijevi pa je to upućivalo na lutajuće struje iz podzemnih instalacija koje su iskrivljavale sliku na radaru kojeg se u operatorskom žargonu naziva lokator. Ali nije bilo sreće, kvar nije bio pronađen. Kvar nije bio na tom mjestu ili ne na samo tom mjestu. Radar očito nije mogao dati sliku kratkog spoja, a udarni generator nije se dobro praznio jer je izostalo kvalitetno iskrište na mjestu kvara za pražnjenje. Kabelska spojnica na kojoj je bio spoj dvaju presjeka i dva tipa kabela. Refleksija kvara je bila jasno vidljiva, a i po teoriji pokazivala je na spojnicu, a ne na kvar jer je gotovo nemoguće tako precizno mjeriti i objektivno i subjektivno. Kod toga svega još veliki utjecaj je imalo nepoznavanje točne brzine širenja vala u takvim kabelima. Daljnjom potragom nađen je vidljiv prijelaz i dodir metalnog plinovoda kabela i njihovo dodirivanje. Nije ni to dalo rezultate. Odluka je da se jednu žilu siječe.

6. ZAKLJUČAK

Okorjeli pogonaši i operativci osim kvalitetne izgradnje i korištenja suvremene tehnologije uvijek imaju na umu što će se dogoditi kad je stvar neupotrebljiva, doživi kvar ili neki oblik destrukcije. Zato je osnovno pitanje pogonaša: "Što će biti kad nestane struje?!" I zna se da je u njih tada uperena i napeta strelica krivice? Oni neki, smrznuti, blatni, mokri, tvrdoglavi, ali uporni, moraju šutjeti i to samo zato jer su trenutno neuspješni, bez obzira što su izloženi posljedicama primitivnih, nestručnih, sebičnih i nekvalitetnih rješenja, onih koji se skrivaju iza svojih "legendarnih" uspjeha i ostvarenja. Bilo bi možda korisno da takvi argumenti nađu svoje mjesto u donošenju konačnih odluka. Na kraju je bitan zaključak da je kabel jedanaest godina bio u besprijekornom pogonskom stanju. Nakon kvara napušten je i zamijenjen novim kabelom.

LITERATURA

[1] Srb V., 1970., “Kabelska tehnika (priručnik), Tehnička knjiga, Zagreb
[2] Ristić S., V., 1987.: “KABLOVI (dijagnostika kvarova)”, Tehnička knjiga, Beograd
[3] VUKOMANOVIĆ S,1982: “Moderno nalaženje defekta na kablu” CIGRE, osmi simpozij o energetskim kabelima, CIGRE, Donji Milanovac
[4] Popović J., 2003.: “Istraživanje kvara na kabelu u nepovoljnim uvjetima”, 6. savjetovanje HK CIGRE, Cavtat
[5] Popović J., Popović Z., 2008.: “Obnova srednjenaponske kabelske mreže”, HO CIRED i HRO CIGRE, Šibenik
[6] Popović J., Popović Z., Ćulibrk D., Nikolić I., Gajger J,. Bilek A., Đurović B., 2011.: “Uzroci, popratne pojave i otklanjanje kvarova na kabelima”, HRO CIGRE, Cavtat
[7] Popović J., Totgergeli M., Popović Z., Nikolić I., Đurović B., Ćulibrk D., 2009.: “Neke administracijske zanimljivosti i tehnički problemi pri polaganju kabela”, HRO CIGRE, Cavtat

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-05

ANALIZA UTICAJA REKONFIGURACIJE NA STRUJU KRATKOG SPOJA U MREŽI SA VJETROAGREGATIMA

ANALYSIS OF THE RECONFIGURATION IMPACT ON SHORT-CIRCUIT CURRENT IN THE NETWORK WITH WIND TURBINES

Anđela Simović, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, Beograd, Srbija
Vladan Durković, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Podgorici, Podgorica, Crna Gora
Tomislav Rajić, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, Beograd, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Jedan od ključnih kriterijuma za uspješnu integraciju vjetroagregata u distributivni sistem je uticaj ovakvih izvora energije na struju kratkog spoja u mreži. Pravila ponašanja koje vjetroagregat mora ispuniti za vrijeme kvara definisana su posebnim propisima koji se zovu mrežni kodeksi, a čiji je cilj da se ne naruši pouzdana i kvalitetna isporuka električne energije do krajnjih potrošača. Rad analizira uticaj vjetroagregata na struju kvara u distributivnoj mreži uvažavajući i sam invertor koji je sastavni dio vjetroelektrane. Pored toga, analizira se uticaj konfiguracije mreže na nivo struje kvara u distributivnoj mreži. Imajući u vidu mogućnosti savremenih algoritama za procjenu brzine vjetra a samim time i očekivanu satnu, sedmičnu pa i mjesečnu proizvodnju vjetroelektrane, optimalnom konfiguracijom mreže se može ograničiti moguća struja kvara, a sa druge strane i postići kompromis sa aspekta tradicionalnih kriterijumskih funkcija u distributivnim sistemima prilikom normalnog pogona. Analizom ove dvije teme, može se doći do bitnih zaključaka o struji kvara za distributivne mreže sa velikim učešćem vjetroagregata.

Ključne riječi: vjetroagregat, struja kvara, invertor

ABSTRACT

One of the key criteria for the successful integration of wind power plants into the distribution system is the impact of such energy sources on short-circuit currents in the network. Behavior rules that a wind power plants must meet during a fault are defined by specific regulations called grid codes, aiming to ensure reliable and high-quality delivery of electrical energy to end consumers. The paper analyzes the influence of wind power plants on fault currents in the distribution network, taking into account the inverter itself, which is an integral part of the wind farm. Additionally, the impact of network configuration on the level of fault current in the distribution network is examined. Considering the capabilities of modern algorithms for wind speed estimation and, consequently, expected hourly, weekly, and monthly wind power plant energy production, optimal network configuration can limit potential fault currents. Simultaneously, it can achieve a compromise with traditional criterion functions in distribution systems during normal operation. By analyzing these two aspects, significant conclusions can be drawn regarding fault currents in distribution networks with a high share of wind power plants.

Keywords: Wind, Fault Current, Inverter

dr Tomislav Rajić, dipl.inž.el., Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet, email: rajic@etf.rs
dr Vladan Durković, dipl.inž.el., Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Podgorici, email: vladan.d@ucg.ac.me
Anđela Simović, dipl.inž.el., email: sa233349m@student.etf.bg.ac.rs

1. UVOD

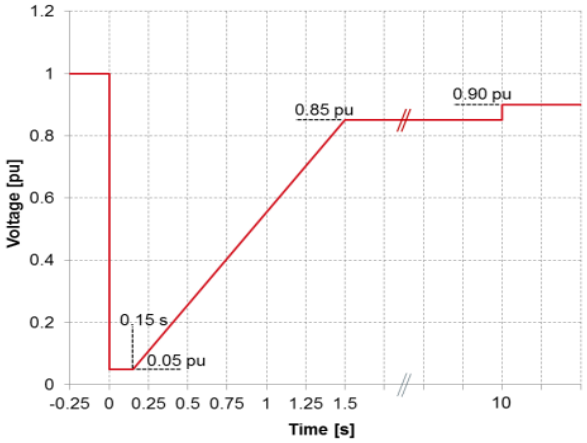
Vjetroelektrane su vrsta elektrana koje pogoni kinetička energija vjetra, koji je obnovljivi izvor energije. Sastoje se od elise, multiplikatora brzine (gear box), generatora, uređaja energetske elektronike i energetskog transformatora. Predviđa se da će vjetroelektrane u bliskoj budućnosti znatno povećati svoj udio u proizvodnji električne energije. Veliko interesovanje za ovim vidom generisanja energije je rezultat sa jedne strane konstantnog rasta potražnje za energijom, a sa druge strane smanjenja rezervi klasičnih (konvencionalnih) izvora (fosilnih goriva), i sve uočljivijih posljedica emisije CO2.

Kako u oblasti fotonaponskih panela, tako je i u oblasti iskorištenja energije vjetra došlo do značajnog napretka. Na početku svog razvoja vjetrogeneratori su imali snagu od svega nekoliko desetina kilovata, pa su se mogli koristiti samo kod napajanja izolovanih potrošača, dok je danas snaga industrijskih vjetrogeneratora 2MW i više [1]. Na kraju 2022. godine ukupna instalisana snaga vjetroelektrana u EU je bila oko 255 000 MW. Bitan uticaj na razvoj i proširenje iskorišćenja energije vjetra imala je i smanjena proizvodna cijena električne energije dobijene iz vjetra. Vjetroelektrana se na distributivnu mrežu priključuje preko DC/AC pretvarača i energetskog transformatora [1]. Dozvoljeno trajanje priključenja vjetroelektrana prilikom kvara definisano je mrežnim kodeksima (grid codes) koje određuju operatori distributivnog i prenosnog sistema [2].

Jedan od efekata priključenja obnovljivih izvora energije je i njihov uticaj na struje kratkog spoja. U distributivnim sistemima sa vjetroelektranama, stvarna struja kvara na bilo kom mjestu u mreži će biti zbir doprinosa struja iz svih generatora [3]. U radu će biti razmatrano ponašanje vjetroelektrane tokom kvara u mreži i njihov uticaj na struju kvara. Takođe, posmatraće se promjene parametara mreže koje nastaju sa promjenom konfiguracije mreže, što je i glavni doprinos rada.

2. FAULT RIDE THROUGH I MREŽNI KODEKSI

Vjetrolektrana (VE) mora održavati stabilnost rada u slučaju prolaznih kvarova na povezanoj distributivnoj mreži. Najgori kvar u pogledu stabilnosti je trofazni kvar, pa se obično prolazna stabilnost provjerava za ovaj najkritičniji kvar. Trofazne kratke spojeve u priključnoj mreži karakterišu padovi napona, čija vrijednost zavisi od udaljenosti između priključnog mjesta elektrane i mjesta kvara. U slučaju bliskih kratkih spojeva, napon može praktično biti jednak 0. Trajanje pada napona zavisi od vremena reakcije zaštite, odnosno tzv. vremena otklanjanja kvara. Prema konceptu zaštite, svaki operator prenosnog sistema definiše profil napona koji svaka vjetroelektrana mora izdržati, odnosno profil napona za koji vjetroelektrana mora održavati stabilnost rada. Ovaj zahtjev se naziva "Fault ride through" u engleskoj terminologiji. Na slici 1 je prikazan opseg promjena napona (crveno područje) koji vjetroelektrana mora izdržati prema propisima Finske [2].



Slika 1: Kapaciteti vjetroturbina u skladu sa mrežnim kodeksom finskog elektroenergetskog sistema

Naponski profil prikazan na slici 1 mogao bi se opisati prolaznim tropolnim kratkim spojem. Prije kvara, napon na mjestu priključenja vjetroparka je bio nominalni. U trenutku t = 0 dolazi do tropolnog kratkog spoja na priključcima vjetroparka, pa je napon 0. Kvar traje 0,15 s, nakon čega relejna zaštita izoluje neispravan vod. S obzirom na to da se tokom trajanja kvara reaktivna energija akumulisana u kapacitivnim reaktansama vodova i transformatora zahvaćenih kvarom djelimično „isprazni“, oporavak napona u mreži nakon izolovanja kvara ne može biti trenutan. Prema profilu na Slici 1, oporavak napona je trajao do 1,5 s mjereno od trenutka kvara. S obzirom na to da je u režimu nakon pada napona vjerovatno došlo do promjene konfiguracije mreže (na primjer, isključen je jedan od paralelnih vodova na kome je došlo do kvara), napon u novom stacionarnom režimu može

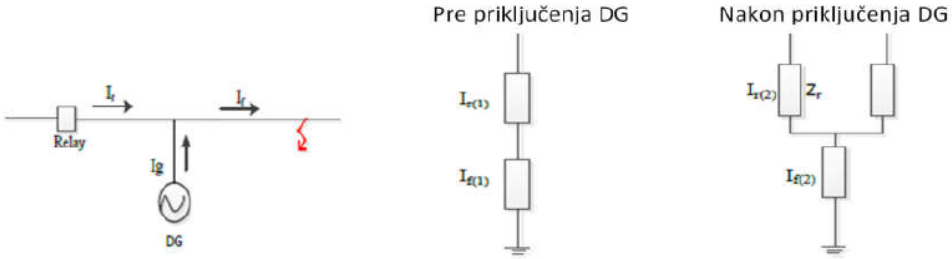
biti znatno niži od napona prije kvara. Prema nacionalnim propisima, vjetropark mora da održava stabilan rad na trajno sniženom naponu u rasponu od 1 - 0,9 p.u [2].

Kada se detektuje pad napona na mjestu priključenja na prenosni sistem, sistem upravljanja vjetroparka aktivira režim rada „Low voltage ride through – (LVRT)“. U prevodu – „Kako prevazići kvar“. Ovaj režim sadrži strategiju upravljanja turbinama, kompenzacionim kondenzatorima i STATCOM uređajem. Napon u mreži se kontinuirano prati mjernim sistemom, a u slučaju detekcije kvara u mreži, kontrolu nad elektranom preuzima lokalna kontrola LVRT koja upravlja elektranom u toku kvara.

3. UTICAJ PRIKLJUČENJA DISTRIBUIRANOG IZVORA NA STRUJU KVARA

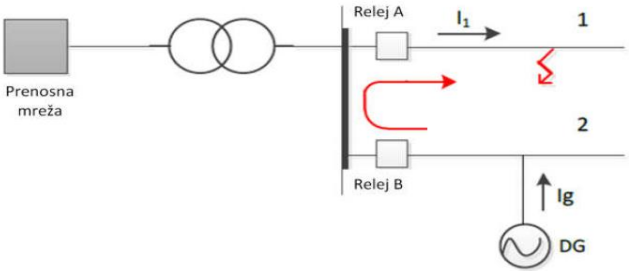
Vjetroelektrane koje su povezane na distributivnu mrežu mijenjaju intenzitet i smjer struje kvara kroz distributivne vodove, i nakon priključenja mogu dovesti do poremećaja koordinacije postojeće zaštite. U slučaju distribuiranih generatora velikih snaga (>1 MW), sistem zaštite generalno može zakazati na dva načina. Konfiguracija mreže gdje postoje distribuirani izvori energije može dosta da utiče na struju kvara, i cilj ovog rada jeste da to i pokaže. Promjenom struje kvara se direktno utiče na rad relejne zaštite.

Efekat zasljepljenja relejne zaštite ilustrovan je zamjenskim šemama na Slici 2. Na Slici 2 prikazana je struja kvara (I_f), struja koju mjeri relej kod mreže (I_r), kao i struja koju VE injektira u mrežu tokom kvara (I_g), [3]. Prije priključenja VE, struja kvara je poticala samo od prenosne mreže. Nakon priključenja VE na nekom distributivnom ogranku, mjesto kvara napaja i VE, tako da je struja u dijelu fidera od mjesta priključenja do mjesta kvara veća nego prije priključenja VE. Pad napona koji ova struja stvara na tom dijelu fidera je veći od pada napona iz stanja prije priključenja VE, tako da je struja koja potiče od prenosne mreže sada manja.



Slika 2: Umanjenje učešća mreže u ukupnoj struji kvara nakon priključenja vjetroelektrane

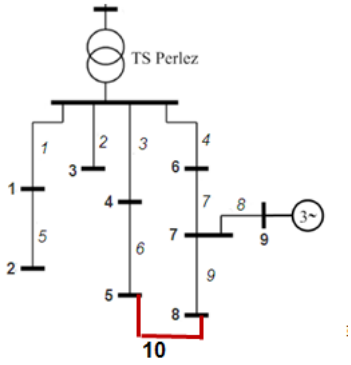
Problem može nastupiti i pri kvarovima na susjednim fiderima, kao što je prikazano na Slici 3. Relej B može neselektivno reagovati pri kvaru na fideru 1, pa je potrebno koristiti usmjerene zaštite na fiderima sa priključenim VE.



Slika 3: Ilustracija neselektivnog reagovanja zaštite pri kvaru na susjednom vodu

4. MODELOVANJE UTICAJA VJETROELEKTRANA NA STRUJE KRATKOG SPOJA U REALNOJ DISTRIBUTIVNOJ MREŽI

Primjer proračuna struja kratkih spojeva biće prikazan modelovanjem distributivne mreže u Banatu [8-10]. Test mreža prikazana je na Slici 4. Jedini vod koji ne postoji u realnosti, već je dodat za potrebe modelovanja, je naznačen crvenom bojom i dužine je 10 km. On je dodat kako bi se mijenjala konfiguracija mreže. Tabelarno su date i dužine vodova, odnosno potrošnja u pojedinim čvorovima [3, 8-11].



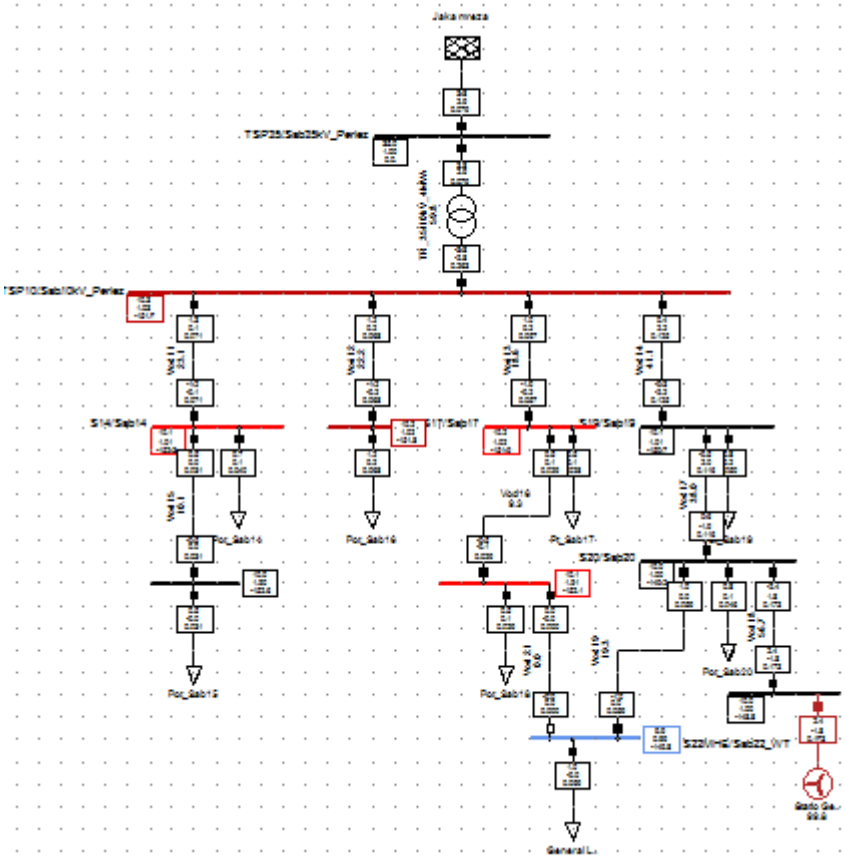
vod	dužina [km]	čvor	S [MVA]	cos(φ)
1	3,1	1	0,7	0,99
2	0,7	2	0,535	1,0
3	1,9	3	1,2	0,98
4	2,2	4	0,5	0,97
5	3,1	5	0,5	0,99
6	2,8	6	0,8694	0,97
7	2,7	7	0,8026	0,99
8	0,4	8	1,0032	1,0
9	3,0			
10	10			

Slika 4: Topološka struktura test mreže

Sabirnice jake mreže napajaju transformatorsku stanicu 35/10 kV/kV Perlez. U navedenoj transformatorskoj stanici instaliran je energetski transformator snage 8 MVA. Nadzemni vodovi 10 kV koji napajaju potrošačka područja su AlČ 70/12 mm^2. Za potrebe ove analize smatraće se da je mala hidroelektrana smještena na rijeci Begej [8-10], odnosno priključena u čvor broj 9 (Slika 4).

Parametri elemenata razmatrane mreže su:
Mreža 35 kV: Snaga tropolnog kratkog spoja 750 MVA, odnos R/X=1.
Transformator 35/10 kV/kV: naznačena prividna snaga S_n=8 MVA, sprega Dyn5, procentualni napon kratkog spoja u_k=7 %.
Vjetrogenerator: Naznačena prividna snaga 3MVA, naznačeni napon 10 kV.
Potrošnja je modelovana konstantnom snagom.

Na Slici 5 prikazan je model mreže formiran pomoću programskog paketa.



Slika 5: Modelovana test mreža sa proračunom tokova snaga

5. REZULTATI PRORAČUNA

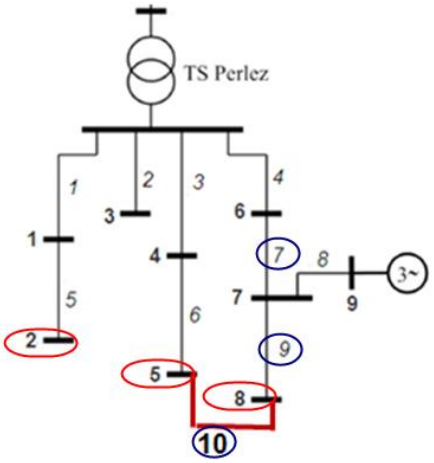
Posmatraće se kvarovi na sabirnicama 8, 5 i 2. Biće simuliran samo trofazni kvar. Razmatraće se struje kvara sa i bez generatora. U opticaju su tri konfiguracije:

1. isključena grana 10;

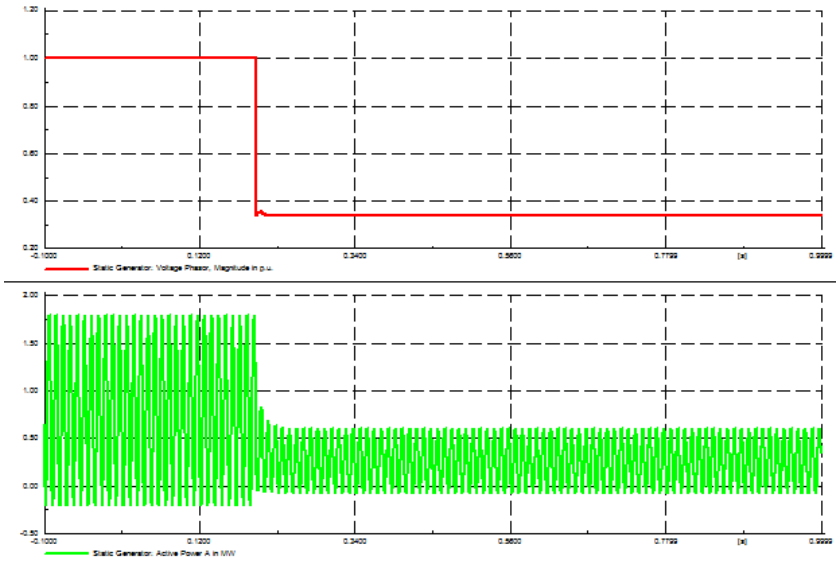
2. isključena grana 9;

3. isključena grana 7.

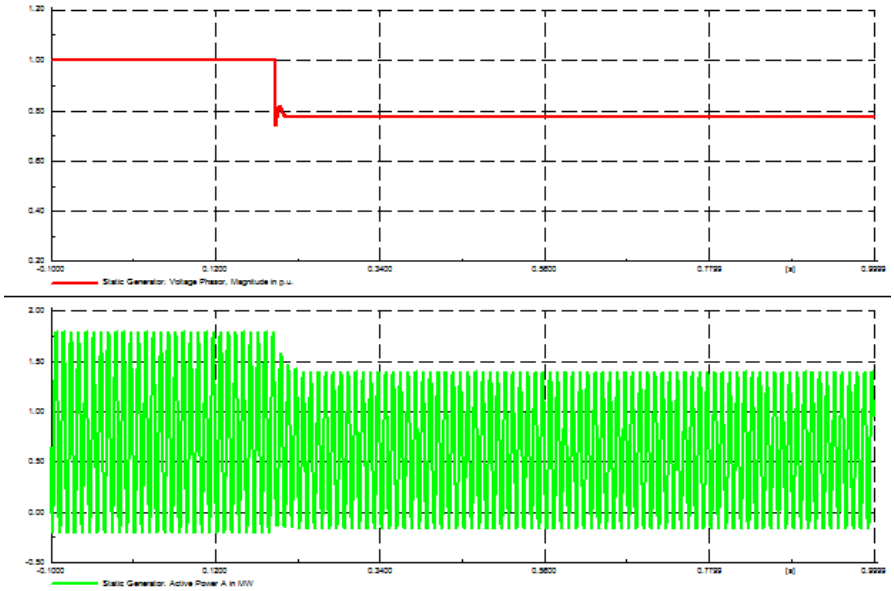
Sve grane koje se isključuju za različite scenarije i čvorovi gdje se simuliraju kvarovi su prikazani na Slici 6. Osim toga, potrebno je posmatrati napon na mjestu priključenja VE i aktivnu snagu. Ovo je veoma važno sa aspekta mrežnih kodeksa i može biti od pomoći prilikom podešavanja relejne zaštite. Da se ne bi opterećivao tekst, biće prikazani samo naponi i aktivne snage na mjestu priključenja VE za prvi scenario. Rezultati su prikazani na Slikama 7-9.



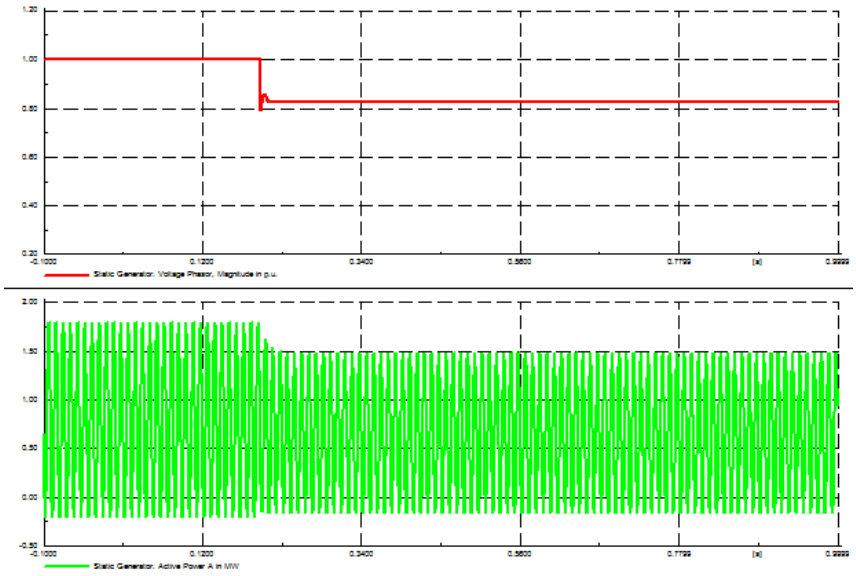
Slika 6: Grane koje se isključuju za različite scenarije i čvorovi gdje se simuliraju kvarovi



Slika 7: Napon i aktivna snaga kod VE pri kvaru na sabirnicama 8 u prvom scenariju



Slika 8: Napon i aktivna snaga kod VE pri kvaru na sabirnicama 5 u prvom scenariju



Slika 9: Napon i aktivna snaga kod VE pri kvaru na sabirnicama 2 u prvom scenariju

Simulirani su trofazni kvarovi u nekoliko čvorova i posmatrano je kakav uticaj ima VE na struje kvara. Rezultati su prikazani u Tabelama 1-3 za različite opisane scenarije. Posmatrano je kolika je komponenta struje kvara koja dolazi sa strane mreže, a kolika sa strane VE. Razmatrana su dva slučaja: kada ne postoji i kada postoji VE. Program ima mogućnost proračuna struja kratkih spojeva po nekoliko metoda (IEC, ANSI ...). Izabran je proračun prema IEC standardu. U Tabeli 1 su prikazane vrijednosti struja u fazi A.

Tabela 1: Struje u fazi A pri kvarovima za konfiguraciju 1

Mjesto kvara	Bez generatora	Sa generatorom	
	I_{ks} [kA] mreže	I_{ks} [kA] mreže	I_{ks} [kA] VE
Sabirnice 8	1,306	1,217	0,358
Sabirnice 5	1,978	1,874	0,136
Sabirnice 2	1,595	1,506	0,109

Tabela 2: Struje u fazi A pri kvarovima za konfiguraciju 2

Mjesto kvara	Bez generatora	Sa generatorom	
	I_{ks} [kA] mreže	I_{ks} [kA] mreže	I_{ks} [kA] VE
Sabirnice 8	0,755	0,708	0,051
Sabirnice 5	1,978	1,874	0,136
Sabirnice 2	1,595	1,506	0,109

Tabela 3: Struje u fazi A pri kvarovima za konfiguraciju 3

Mjesto kvara	Bez generatora	Sa generatorom	
	I_{ks} [kA] mreže	I_{ks} [kA] mreže	I_{ks} [kA] VE
Sabirnice 8	0,755	0,755	0,512
Sabirnice 5	1,978	1,978	0,379
Sabirnice 2	1,595	1,532	0,077

Struje pri kvaru na sabirnicama 8 kod prvog scenarija su veće nego kod drugih scenarija, jer je isključena najduža grana. VE smanjuje struju izvora i do 100 A. Struje pri kvaru na sabirnicama 8 kod drugog scenarija su manje jer se mjesto kvara napaja i sa strane mreže i sa strane VE preko najduže grane. Evidentno je da generator VE povećava ukupnu struju kvara, ali smanjuje struju koja dolazi sa strane mreže. To može imati uticaj na sporije reagovanje i selektivnost zaštite. Takođe, kroz vod koji povezuje generator sa mrežom protiče znatna struja prilikom kvara. U zavisnosti od podešenja zaštite ovo može biti uzrok za neselektivno reagovanje zaštite na tom vodu.

6. ZAKLJUČAK

U radu se razmatra ponašanje vjetroelektrana prilikom trofaznih kvarova u distributivnoj mreži. Korišćeni su realni podaci o dijelu mreže u Srbiji, koju napaja distributivna trafostanica Perlez sa jednim transformatorom prenosnog odnosa 35/10 kV. Dodat je jedan 10 kV vod koji u realnosti ne postoji, kako bi se mogla mijenjati konfiguracija mreže. Prema mrežnim kodeksima, postoje definisana trajanja struja trofaznih kratkih spojeva koji izazivaju pad napona na mjestu priključenja vjetroelektrane. Pošto zemlje na Balkanu još uvijek nemaju usvojene svoje mrežne kodekse, korišćena su poređenja sa pravilima koje propisuje finski operator sistema. Pomoću softverskog paketa, simulirani su trofazni kvarovi na različitim mjestima u mreži i posmatrani su naponi i aktivne snage na mjestu priključenja vjetroelektrane. Time se može steći uvid koliki su propadi napona na mjestu priključenja, pa se samim tim može uticati na podešenje relejne zaštite, odnosno koliko kvar najduže smije da traje uz uslov da elektrana ne ispadne iz pogona. Drugi doprinos rada jeste sagledavanje uticaja vjetroelektrane na struju kvara, pri čemu je mijenjana konfiguracija mreže. Vidi se da konfiguracija značajno utiče na struju kvara. Uticaj vjetroelektrane je još veći. Može se smanjiti struja kvara koja dolazi iz mreže i za 10%, što značajno utiče na reagovanje relejne zaštite.

LITERATURA

[1] Gilbert M. Masters, Renewable and Efficient Electric Power Systems, John Wiley & Sons, Hoboken, 2004.
[2] Finland, Fingrid, Grid Code Specifications for Power Generating Facilities, Helsinki, Finland.
[3] Ž. Đurišić: ”Integracija obnovljivih izvora energije u elektroenergetski sistem”, Skripta, Elektrotehnički fakultet u Beogradu, 2016.
[4] N. Rajaković, D. Tasić: ”Distributivne i industrijske mreže”, Akademska misao, Beograd, 2008.
[5] S. Ilić, M. Stevanović, B. Branković, N. Nešić: ”Obnovljivi izvori energije kao potencijalna oblast za ulaganje po modelu JPP u Republici Srbiji”, Energija ekonomija ekologija, 2015. pp 176-179.
[6] R. Biočanin, T. Milešević, M. Imamović, S. Ketin: ”Obnovljivi izvori energije u strategiji održivog razvoja”, Energija ekonomija ekologija, 2015. pp 166-175.
[7] M. Tamasković: ”Analiza tranzijentne stabilnosti male hidroelektrane”, Diplomski rad, (Mentor: Ž. Đurišić), Elektrotehnički fakultet u Beogradu, 2016.
[8] M. Tamasković, Ž. Đurišić: ”Analiza tranzijentne stabilnosti male hidroelektrane”, Energija ekonomija ekologija, 2016. pp 361-367.
[9] A. Savić, Ž. Đurišić: ”Optimalno lociranje SVC uređaja za kontrolu kolebanja napona u distributivnim mrežama sa disperzovanim obnovljivim izvorima energije”, XXI Savetovanje JUKO CIGRE, Zlatibor, maj 2013., referat R-C4.13.

[10] U. Njegovan, Uticaj distribuiranih generatora na koordinaciju zaštite u distributivnim mrežama, Master rad, (Mentor: Ž. Đurišić), Elektrotehnički fakultet u Beogradu, 2015.
[11] T. Rajić, Ž. Đurišić: ” Uticaj malih hidroelektrana na relejnu zaštitu u distributivnoj mreži”, Energija ekonomija ekologija, 2017.

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-06

IZAZOVI U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI UZROKOVANI POTRESIMA U HRVATSKOJ 2020. GODINE

CHALLENGES IN THE DISTRIBUTION NETWORK CAUSED BY EARTHQUAKES IN CROATIA IN 2020

Ivan Galić, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. Elektra Zagreb, Hrvatska
Damir Pirić, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska
Goran Petrić, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. Elektra Zagreb, Hrvatska
Marko Ivić, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. Elektra Zagreb, Hrvatska

KRATAK SADRŽAJ

Početak i kraj 2020. godine u Hrvatskoj su obilježila dva razorna potresa koja su prouzročila značajnu štetu na infrastrukturi na području Zagreba i Siska. Uz rezidencijalnu infrastrukturu, velika oštećenja nastala su i na elektroenergetskim objektima u prijenosnoj i distribucijskoj mreži distribucijskih područja Zagreba i Siska koja se mjerila u milijunima eura. Dodatna posljedica toga bili su prekidi u isporuci električnom energijom jer su se korisnici mreže koji su ostali bez napajanja brojali u desecima tisuća. Hladni zimski dani i mjere koje su bile na snazi zbog pandemije korona virusa koja je bila u jeku, dodatno su otežavali sanaciju mreže i njezinog vraćanja u redovno stanje. Udruženim snagama iz cijele Hrvatske, radnici Hrvatske elektroprivrede su započeli jednu od najvećih akcija posljednjih godina u cilju sanacije mreže i vraćanja napajanja korisnicima mreže. Iako su oštećenja bila značajna, velikoj većini korisnika mreže napajanje električnom energijom je uspostavljeno već unutar prva 24 sata od potresa.

Rad opisuje događaje u distribucijskoj mreži prilikom prvog potresa u ožujku 2020.g. te drugog potresa u prosincu iste godine. Također, opisani su i prijedlozi i mjere koji bi smanjili daljnji negativni utjecaj na mrežu u slučaju naknadnih potresa koji su se javljali gotovo svakodnevno u narednim tjednima.

Ključne riječi: potres, distribucijska mreža, Zagreb, Sisak, krizna situacija

ABSTRACT

The beginning and end of 2020 in Croatia were marked by two devastating earthquakes that caused significant infrastructure damage in the area of Zagreb and Sisak. In addition to the residential infrastructure, major damage was also caused to power facilities in the transmission and distribution network of the distribution areas of Zagreb and Sisak, which was measured in millions of euros. An additional consequence of this was interruptions in the supply of electricity, as network users who remained without power supply numbered in the tens of thousands. The cold winter days and the measures that were in force due to the corona virus pandemic, which was in full swing, made it even more difficult to rehabilitate the network and restore it to its normal state. With combined forces from all over Croatia, the workers of the Croatian Electric Industry (Hrvatska elektroprivreda) started one of the biggest actions in recent years with the aim of rehabilitating the network and restoring power supply to network users. Alhough the damage was significant, electricity was restored to the vast majority of network users within the first 24 hours of the earthquake.

The paper describes the events in the distribution network during the first earthquake in March 2020 and the second earthquake in December of the same year. Also, proposals and measures were described that would reduce further negative impact on the network in the event of subsequent earthquakes that occurred almost daily in the following weeks.

Key words: earthquake, distribution network, Zagreb, Sisak, crisis situation

Ivan Galić, ivan.Galic3@hep.hr; Damir Pirić, damir.piric@hep.hr; Goran Petrić, goran.petric@hep.hr; Marko Ivić, marko.ivic@hep.hr

1. UVOD

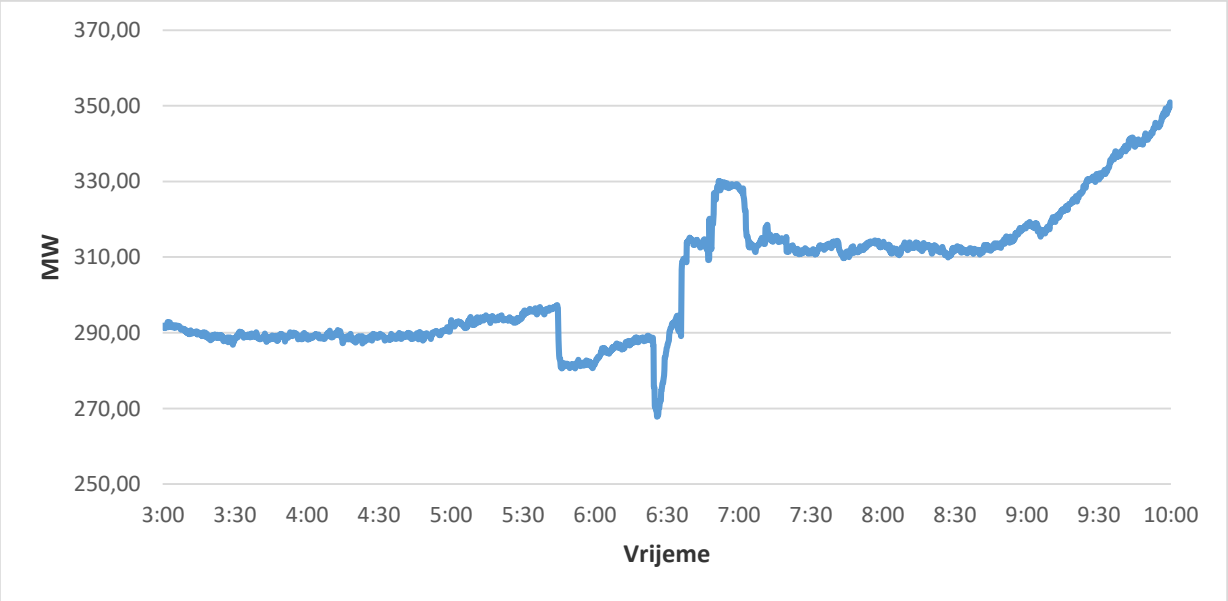
HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. (HEP ODS) je tvrtka u sastavu HEP grupe. Za potrebe korisnika mreže, HEP ODS obavlja uslugu distribucije električne energije koja obuhvaća pristup i korištenje mreže. HEP ODS je odgovoran za kvalitetu isporučene električne energije svim krajnjim kupcima i jamac je sigurne opskrbe električnom energijom. HEP ODS ima 21 distribucijsko područje (Elektra) na teritoriju cijele Hrvatske. U nadležnosti HEP ODS-a su vođenje, održavanje, izgradnja i razvoj distribucijske mreže te osiguravanje dugoročne sposobnosti mreže da zadovolji buduće zahtjeve za pristupom mreži.

Razorni potresi 2020. godine imali su značajan utjecaj na elektroenergetsku mrežu distribucijskih područja Zagreb (Elektra Zagreb) i Sisak (Elektra Sisak). Već u prvim trenucima nakon potresa pristupa se ponovnoj uspostavi napajanja, koristeći uobičajene, propisane, regulirane i isprobane obrasce postupanja u vođenju distribucijskog sustava. Rad detaljno prikazuje događaje u distribucijskoj mreži neposredno nakon potresa te ujedno daje osvrt na učinke koje su potresi imali na distribucijsku mrežu i korisnike mreže. Izuzev trenutnog pristupanja sklopnim operacijama putem sustava daljinskog vođenja i ručno na terenu, iznimno je važno bilo odmah angažirati sve raspoložive resurse (stručnjaci, mehanizacija, oprema) kako bi se čim prije sanirala šteta i kako bi se korisnicima vratilo napajanje električnom energijom.

Potresi u Zagrebu i Banovini upozorili su nas na važnost postojanja Planova postupanja za krizne situacije te redovito provođenje vježbi dispečera i terenskih djelatnika kako bi maksimalno spremni dočekali bilo koju kriznu situaciju.

2. DOGAĐAJI U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI DP-a ZAGREB DANA 22.03.2020. GODINE

U jutarnjim satima, nedjelja 22. ožujka 2020. u 06:24h, Zagreb i šire zagrebačko područje pogodio je snažan potres magnitude M=5.5 prema Richteru na dubini od 10 km, s epicentrom kod Markuševca. Zabilježeni intenzitet u epicentru bio je VII stupanj MCS ljestvice. Stanje elektroenergetske distribucijske mreže prije potresa bilo je redovno, uz sve raspoložive instalirane energetske kapacitete. Neposredno prije samog potresa u 06:24h, vršno opterećenje distribucijskog područja Zagreba iznosilo je približno 289MW. Potres je prouzročio značajne materijalne štete na pogođenom području te mnogobrojne kvarove u elektroenergetskoj mreži, što je za posljedicu imalo prekide u opskrbi električnom energijom za veliki broj korisnika. Dispečerski centri upravljanja elektroenergetskom mrežom DUC Zagreb i DDC Sjever nisu pretrpjeli veću štetu, te su odmah pristupili rješavanju novonastale situacije daljinskim manipulacijama u svojoj nadležnosti.



Slika 1 – Ukupno opterećenje DP Zagreb
Izvor: SCADAInfo

Slika 1 prikazuje opterećenje elektroenergetske mreže DP Zagreb gdje je vidljiv značajan pad opterećenja u trenutku potresa. Pad opterećenja koji se dogodio prije 06:00h vezan je za gašenje javne rasvjete u gradu Zagrebu.

SCADA sustav elektroenergetske mreže grada Zagreba u trenutku potresa zabilježio je više tisuća prorada alarma, a oni bitni za izdvojiti navedeni su dalje u tekstu.

Ispad transformatora TR2 i TR3 (110/30kV) u transformatorskoj stanici 110/30/20 kV Jarun proradom uređaja relejne zaštite koji su registrirali zemljospoj sabirnica. Tim događajem bez napajanja ostaju transformatorske stanice 30/10kV koje napajaju strogi centar grada (3TS1 Kršnjavoga, 3TS7 Kukuljevićeva, 3TS8 Selska, 3TS15 Trnje). Svim gore nabrojanim postrojenjima daljinskom manipulacijom iz dispečerskog centra uspostavljena je opskrba električnom energijom u 06:37h. Ukupno trajanje prekida bilo je 13 minuta.

Ispad 110 kV kabela proradom uređaja relejne zaštite u transformatorskoj stanici 110/10kV Trpimirova, koji u provizornom stanju napaja TR3 transformatorske stanice 110/10kV Zagorska. Obzirom da se radi o ispadu 110kV kabela, dispečerski centar DDC Sjever u prvom trenutku nema saznanja o kojoj vrsti signalizacije uređaja relejne zaštite se radi (nadležnost HOPS-a). Navedeni TR3 također napaja strogi centar grada Zagreba prema Črnomercu i Jarunu. Napajanje TR3 te opskrba električnom energijom za spomenuto područje uspostavljena je u 06:49h, stoga je ukupno trajanje prekida bilo 25 minuta.

Ispad transformatora TR2 (30/10kV) u transformatorskoj stanici 30/10kV Sesvete proradom plinski aktiviranog releja (Buchholz). U spomenutoj transformatorskoj stanici transformatori TR1 i TR2 u paraleli napajaju 10kV sabirnice, te je TR1 preuzeo opterećenje TR2, tako da korisnici mreže nisu osjetili poremećaj u obliku nestanka napajanja.

Ispad transformatora TR2 (30/10 kV) u transformatorskoj stanici 30/10kV Vrbik proradom plinski aktiviranog releja (Buchholz). U spomenutoj transformatorskoj stanici transformatori TR1 i TR2 u trenutku potresa u paraleli napajaju 10kV sabirnice, te je TR1 preuzeo opterećenje TR2, tako da korisnici mreže nisu osjetili poremećaj u obliku nestanka napajanja.

Proradom plinski aktiviranog releja (Buchholz) dolazi do isključenja kućnih transformatora (x/0,4kV) u 30kV transformatorskim stanicama (Dubrava, Lepušićeva, Žitnjak 2, Selska) te 110kV transformatorskim stanicama (Jarun, Zagorska). Napajanje svih kućnih transformatora uspostavljeno je daljinskom manipulacijom iz dispečerskog centra DDC Sjever do 07:05 h.

Proradom uređaja relejne zaštite, koji su registrirali zemljospoj, isključeni su kabelski vodovi 1KV136 (3TS 2 Lepušićeva), 1KV1148 (3TS 15 Trnje) te 1KV1566 (4TS 22 Ksaver).

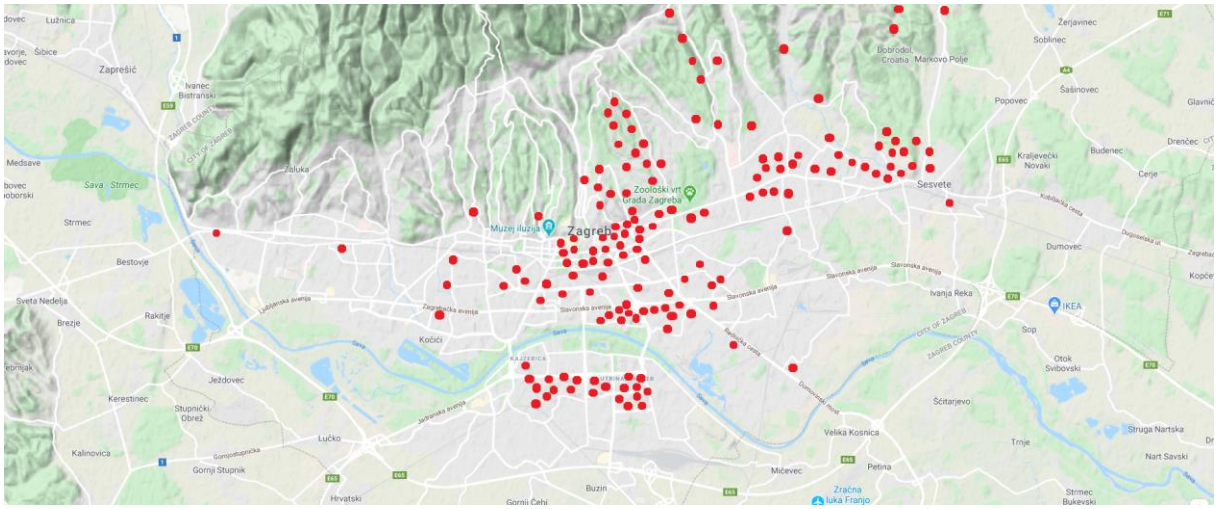
SCADA sustav elektroenergetske mreže neposredno nakon potresa zabilježio je da je bez napajanja električnom energijom ostalo ukupno 340 trafostanica 10(20)/0,4kV, odnosno oko 78 000 korisnika mreže.

Daljinskom manipulacijom iz dispečerskih centara (DUC Zagreb/DDC Sjever) postupnim uključenjima uspostavljeno je napajanje elektroenergetskih postrojenja već kroz 30 minuta. Međutim, ta informacija je nepotpuna jer se odnosi samo na dio elektroenergetske mreže koji je pokriven sustavom daljinskog upravljanja i signalizacije, te broj korisnika pogođenih potresom zabilježen SCADA sustavom iznosi tek 70% ukupno pogođenih korisnika.

Bitno je napomenuti da je u 7:01h uslijedio još jedan potres magnitude M=5.0 prema Richteru, koji je također za posljedicu imao isključenje kabelskih vodova 1KV2091 (4TS24 Dubec) te 1KV1130 (3TS10 Sesvete).

Ono što SCADA sustav elektroenergetske mreže grada Zagreba u trenutku potresa nije mogao zabilježiti bilo je isključenje energetskih transformatora 10(20)/0,4kV. Proradom plinski aktiviranog releja (Buchholz) u preko 160 transformatorskih stanica 10(20)/0,4kV došlo je do isključenja energetskih transformatora, uzrokovanih jakim podrhtavanjem tla, što je prikazano crvenim oznakama na Slici 2.

Zbog novonastale situacije, Odjel za upravljanje mrežom trenutno uspostavlja veći broj ekipa za izvršenje pogonskih zahvata koordiniranih iz dispečerskih centara (DUC Zagreb/DDC Sjever), koje su za cilj imale što efikasnije i po planu prioriteta (bolnice, prostorije MUP, staračkih domovi…), uspostaviti opskrbu električnom energijom. Važno je napomenuti da, iako je broj ekipa bio reduciran zbog izvanrednog stanja uzrokovanog pandemijom korona virusa, svi oni djelatnici koji su bili u mogućnosti su bezuvjetno prihvatili poziv svojih kolega te se odazvali. Koordinacija ekipa na terenu se provodila i prema pozivima korisnika upućenih Call centru HEP ODS-a.



Slika 2 – Isključeni energetski transformatori proradom plinski aktiviranog releja u transformatorskim stanicama 10(20)/0,4kV
Izvor: GIS sustav HEP ODS-a

Djelovanje potresa u Zagrebu dovelo je do lomova nekonstruktivnih dijelova građevina: dimnjaci, pokrov (crijep, razne ploče), neomeđeni pregradni zidovi, ispune i slično. Kod elektroenergetskih objekata, uz već navedenu štetu, ono što je prvenstveno utjecalo na poremećaje u elektroenergetskoj mreži je pomicanje ugrađene opreme uslijed podrhtavanja tla. Pod opremom se u ovom kontekstu najviše misli na transformatore čije je pomicanje uzrokovalo naprezanje sabirnica, puknuće provodnih izolatora i slično. Primjer je prikazan na Slici 3.

Slika 3 – Ispad transformatora iz ležišta u TS 10/0,4kV (1TS1831)
Izvor: interna fotografija

Daljinskom manipulacijom iz dispečerskih centara (DUC Zagreb/DDC Sjever) i postupnim uključenjem, uspostavljeno je napajanje elektroenergetskih postrojenja koja su pokrivena sustavom daljinskog upravljanja i signalizacije. Time je do 11:35h vraćeno napajanje za otprilike 75% pogođenih korisnika mreže. Uključenje energetskih transformatora u 10(20)/0,4kV transformatorskim stanicama vršile su terenske ekipe koordinirane iz dispečerskog centra DUC Zagreb. Posljedica potresa na području grada Zagreba bio je prekid napajanja za 477 transformatorskih stanica 10(20)/0.4kV, odnosno za oko 107 000 korisnika mreže, što iznosi 26% ukupnog broja korisnika mreže grada Zagreba (Sjedište), odnosno 16% ukupnog broja korisnika mreže DP Zagreb (Sjedište i Terenske jedinice). Opskrba električnom energijom, za otprilike 99% korisnika koji su prijavili prekid, uspostavljena je do 21:00h.

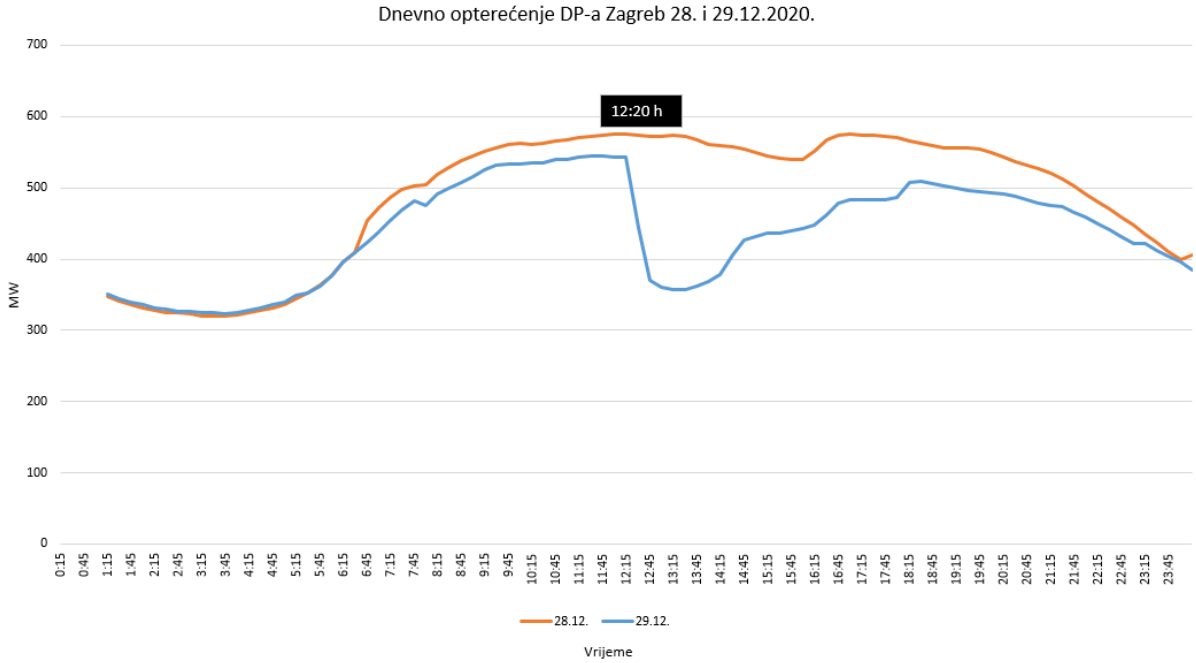
U razdoblju nakon potresa zabilježeno je više desetaka kvarova u 0,4kV i 10(20)kV mreži uzrokovanih samim potresom koji su utvrđeni naknadnim obilaskom postrojenja ili neplaniranim prekidom napajanja.

3. DOGAĐAJI U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI DP-a ZAGREB I DP-a SISAK DANA 29.12.2020. GODINE

U utorak, 29. prosinca 2020. godine u 12:19h, seizmografi Seizmološke službe RH zabilježili su razoran potres s epicentrom 5 km jugozapadno od Petrinje. Magnituda potresa iznosila je 6.2 prema Richteru, a intenzitet u epicentru VIII-IX stupnjeva MSC ljestvice. Potres je uzrokovao poremećaje u napajanju električnom energijom na područjima DP-a Sisak i DP-a Zagreb. Stanje elektroenergetske mreže bilo je redovno, uz sve raspoložive instalirane energetske kapacitete.

3.1. Događaji u distribucijskom području Zagreb

Neposredno prije samog potresa, vršno opterećenje distribucijskog područja Zagreb iznosilo je 545MW. Nakon potresa, zbog isključenja proradom zaštite, opterećenje pada na 427MW, da bi se u 13:00h spustilo na 357MW (Slika 4).



Slika 4 – Ukupno opterećenje DP Zagreb 28. i 29.12.2020.
Izvor: SCADAInfo

SCADA sustav elektroenergetske mreže grada Zagreba (Sjedište) u trenutku potresa zabilježio je više prorada alarma, a oni bitni za izdvojiti navedeni su daljnjem tekstu.

Ispad transformatora TR 2 i TR 3 (110/30kV) u transformatorskoj stanici 110/30/20kV Jarun proradom plinski aktiviranog releja (Buchholz). Tim događajem bez napajanja ostaju transformatorske stanice 30/10kV koje napajaju strogi centar grada (3TS1 Kršnjavoga, 3TS7 Kukuljevićeva, 3TS8 Selska i 3TS15 Trnje) i postrojenje u vlasništvu korisnika 30/10kV Končar. Svim navedenim postrojenjima, daljinskom manipulacijom iz dispečerskog centra (DDC Sjever) i postupnim uključenjem, uspostavljena je opskrba električnom energijom do 14:22h. Sukladno uputama operatora prijenosnog sustava HOPS-a, nakon prorade Buchholz zaštite, a prije ponovnog uključenja, potrebno je fizički pregledati transformatore te je zbog toga ukupno trajanje prekida isporuke električnom energijom trajalo približno 2 sata.

Proradom plinski aktiviranog releja (Buchholz) dolazi do isključenja kućnih transformatora 10(20)/0,4kV u transformatorskim stanicama 30/10kV, te su uključeni unutar 20 minuta nakon potresa.

Ono što SCADA sustav elektroenergetske mreže grada Zagreba u trenutku potresa nije mogao zabilježiti bilo je isključenje energetskih transformatora 10(20)/0,4kV. Prema pozivima korisnika upućenih Call centru HEP ODS-a pojačani broj ekipa krenuo je u obilazak pogođenih lokacija gdje je uočen poveći broj isključenih 10(20)/0,4kV transformatora koji su isključeni usred podrhtavanja te prorade Buchholz releja.

U elektroenergetskoj mreži grada Zagreba (Sjedište), od strane korisnika, prijavljen je nestanak napajanja za još dodatne 92 transformatorske stanice 10(20)/0.4kV, što se rješavalo izlaskom ekipa na teren tijekom čitavog dana.

Posljedica potresa na petrinjskom području za mrežu Grada Zagreba (Sjedište) je prekid napajanja za 272 transformatorske stanice 10(20)/0.4kV te prekid opskrbe električnom energijom za približno 65 000 korisnika mreže. Do ponoći, napajanje električnom energijom vraćeno je za otprilike 99% korisnika koji su prijavili nestanak napajanja.

U elektroenergetskoj mreži terenske jedinice Velika Gorica, sustav SCADA u dispečerskom centru (DDC Sjever) zabilježio je ispad 110kV vodova u transformatorskoj stanici 220/110kV Mraclin (postrojenje u potpunoj nadležnosti HOPS-a) čime bez napajanja ostaje transformatorska stanica 110/20kV Velika Gorica, a samim time i skoro potpuno stanovništvo grada Velika Gorica i okolice.

MZLZ Zagreb (Međunarodna zračna luka Zagreb) automatskim brzim preklopom dobiva napajanje iz 110/20kV Botinec, dok je daljnjim prekapčanjima u srednjenaponskoj mreži, dio mreže Velike Gorice dobio napajanje iz mreže Sjedišta Zagreba u vremenu od 14:45h do 16:33h.

Nakon otklona kvara u transformatorskoj stanici 220/110kV Mraclin, pod napon je puštena cijela transformatorska stanica 110/20kV Velika Gorica te je u 18:07h uspostavljena opskrba električnom energijom za cijelo područje Velike Gorice.

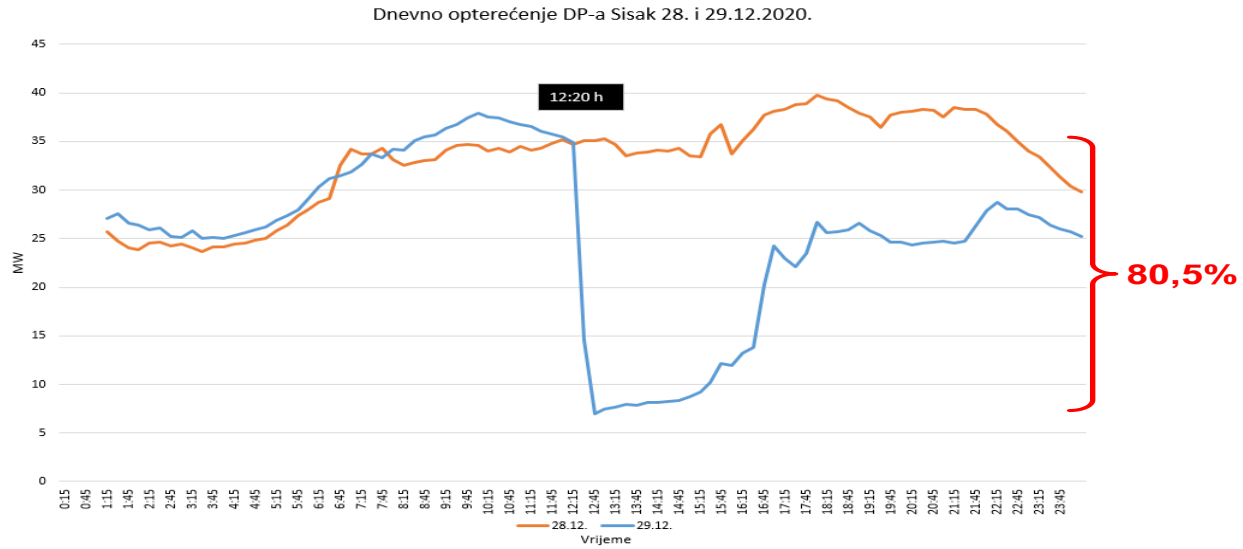
Terenska jedinica Velika Gorica zabilježila je prekid napajanja za 401 transformatorsku stanicu 10(20)/0.4kV što je značio prekid opskrbe električnom energijom za više od 30 000 korisnika mreže.

Ukupan broj korisnika mreže DP-a Zagreb pogođenih prekidom napajanja iznosio je 14%.

Na području DP-a Zagreb bez napajanja je tijekom noći bilo još oko 100 korisnika mreže kojima je opskrba električnom energijom uspostavljena tijekom idućeg dana.

3.2. Događaji u distribucijskom području Sisak

Neposredno prije samog potresa, vršno opterećenje distribucijskog područja Sisak iznosilo je 36MW. Nakon potresa opterećenje pada na 7MW, što znači pad od 80% (Slika 5). SCADA sustav je također zabilježio više tisuća prorada alarma, a oni bitni za izdvojiti navedeni su daljnjem tekstu.



Slika 5 – Ukupno opterećenje DP Sisak 28. i 29.12.2020.
Izvor: SCADAInfo

Ispad transformatora TR1 i TR2 (110/35kV) u transformatorskoj stanici 110/35kV Pračno proradom uređaja relejne zaštite te proradom plinski aktiviranog releja (Buchholz).

Ispad transformatora TR1 i TR2 (110/20kV) u transformatorskoj stanici 110/20kV Siscia proradom uređaja relejne zaštite te proradom plinski aktiviranog releja (Buchholz).

Ispad transformatora TR1 i TR2 (110/20 kV) u transformatorskoj stanici 110/20kV Petrinja proradom uređaja relejne zaštite te proradom plinski aktiviranog releja (Buchholz). Zbog oštećenja nastalih na samoj zgradi, transformatori se ne ukapčaju odmah već se dio mreže, koliko je to bilo u moguće u prvom trenutku, prebacuje na napajanje iz transformatorske stanice 35/20kV Sisak 2. Obzirom da je sam epicentar bio u Petrinji, većina transformatorskih stanica 20/0,4kV je djelomično ili potpuno uništena (Slika 6).

U postrojenjima prijenosne mreže, potres je izazvao poremećaje i oštećenja koja su dovela do prorade relejne zaštite transformatora, sabirnica i dalekovoda u transformatorskim stanicama 400/110kV Tumbri, 220/110kV Mraclin i 220/110 V TE Sisak.

Sva prethodno nabrojana postrojenja glavni su izvori napajanja distribucijskog područja Sisak što je za posljedicu imalo da su u trenutku potresa čitav Sisak i okolica „ostali u mraku“.

Već u prvim trenucima nakon potresa pristupilo se ponovnoj uspostavi napajanja prema prioritetima koristeći uobičajene, propisane i regulirane obrasce postupanja u vođenju distribucijskog sustava. Nakon detekcije trenutnog stanja odmah nakon potresa pristupilo se daljinskom prespajanju u mreži radi ponovne uspostave napajanja iz dispečerskih centara, a potom i ručno, sklopnim operacijama u postrojenjima koja nisu u sustavu

daljinskog vođenja (SDV). Angažirani su svi raspoloživi resursi (stručnjaci, mehanizacija, oprema) HEP ODS-a iz cijele Hrvatske u najkraćem mogućem roku.

Slika 6 – Srušena TS u okolici Petrinje
Izvor: HEP Vjesnik

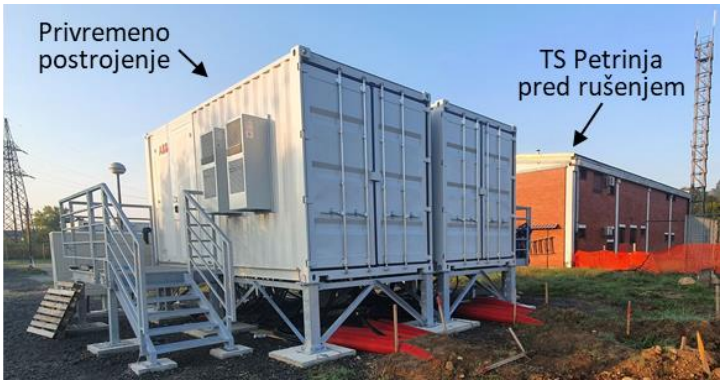
Oko četrdesetak transformatorskih stanica 20/0,4kV je bilo u potpunosti uništeno te nije bila moguća brza sanacija. Olakšavajuća činjenica u ovoj nesreći je bila ta da su se te trafostanice većinom nalazile na području na kojem su i kuće teško stradale i bile neuporabive pa izostanak mogućnosti napajanja njihova omrežja nije predstavljao direktan nedostatak napajanja za korisnike. Interventnom sanacijom SN mreže ove transformatorske stanice su odspojene, zatvarajući strujne krugove zaobilaznim putevima, mimo njih, ako je to bio moguće. Dodatno, obzirom i na oštećenja transformatorskih stanica koje nisu bile u potpunosti urušene, srednjenaponski i niskonaponski kabeli su se međusobno spajali ispred transformatorskih stanica obzirom da su postrojenja bila nedostupna ili nesigurna za manipulaciju.

Nakon uspostave napajanja u SN mreži uslijedila je, prema definiranim prioritetima, i sanacija NN mreže i uspostava napajanja krajnjih korisnika koja je ovisila o stanju građevina korisnika mreže koje je trebalo napojiti. Građevine koje su teško stradale u potresu i za koje je postojao rizik od njihova urušavanja u predvidivim budućim podrhtavanjima tla, nisu smjele biti ponovno priključene na mrežu zbog rizika za ljude ili imovinu, te je ponovna uspostava napajanja nekih krajnjih korisnika bila usporena zbog čimbenika čije otklanjanje nije bilo u nadležnosti HEP ODS-a.

Paralelno sa sanacijom SN i NN mreže, radi ponovne uspostave napajanja, provodila se i detaljna kontrola stanja postrojenja distribucijske mreže u pogođenom području. Tijekom kontrole otkriveno je da je građevina TS 110/20kV Petrinja (u daljnjem tekstu: TS Petrinja) teško stradala (slika 7) i da joj prijeti urušavanje. Stoga je je među prvima dobila „crvenu naljepnicu“, te je u nju zabranjen pristup.

Slika 7 – Posljedice potresa - oštećenja zgrade i opreme TS 110/20 kV Petrinja
Izvor: interne fotografije

Odmah nakon potresa srušena je zgrada nekadašnje transformatorske stanice 35/10kV Petrinja koja nije bila u funkciji, i na njenoj lokaciji projektirano je prema planu postupanja privremeno kontejnersko 20kV postrojenje – zamjena za zgradu TS 110/20kV Petrinja te je puštena u pogon tijekom 2023. godine. Kontejnersko postrojenje je privremeno rješenje do izgradnje i puštanja u pogon nove zgrade TS 110/20kV Petrinja (izgradnja je već započela). Tada će ovo kontejnersko postrojenje biti konzervirano i uskladišteno kao dragocjeni ODS-ov zamjenski mrežni resurs za buduće krizne situacije.



Slika 8 – Lokacija privremenog postrojenja u odnosu na oštećenu zgradu TS 110/20 kV Petrinja
Izvor: interna fotografija

Posljedica potresa za distribucijsko područje Siska (Elektra Sisak) je prekid napajanja za 1006 transformatorskih stanica 20/0.4kV te prekid opskrbe električnom energijom za preko 52 000 korisnika mreže. Ukupan broj korisnika mreže distribucijskog područja Sisak pogođenih prekidom napajanja iznosio je 86,4%. Prve procjene su iznosile da će zbog potresa biti potrebno izgraditi čak 212 novih transformatorskih stanica 20/0,4kV, 75 niskonaponskih mreža te sanirati 6 dalekovoda. Procijenjena šteta u distribucijskoj mreži penje se na preko 25 milijuna eura.

Zahvaljujući velikom iskustvu, maksimalnoj koncentraciji, visokoj profesionalnosti, vrhunskoj disciplini i dosljednoj primjeni propisane koordinacije, radnici HEP ODS-a su uspjeli u vrlo izazovnim uvjetima, vrlo brzo ponovno uspostaviti napajanje u distribucijskoj mreži, te se opterećenje do kraja dana vratilo blizu vrijednosti od dana ranije, a velikim dijelom već i unutar prvih šest sati.

Iako se u radu nisu spominjali, potres je izazvao određena oštećenja i prekide u opskrbi napajanja i u distribucijskim područjima Karlovac i Križ.

4. ZAKLJUČAK

Da bi se u budućnosti umanjio utjecaj elementarnih nepogoda na pouzdanost distribucijske mreže potrebno je provoditi određene tehničke i organizacijske mjere. Te mjere podrazumijevaju, uz pregled svih konstrukcijskih elemenata elektroenergetskih objekata, i preventivnu reparaturnu i konstrukcijsku sanaciju te pregled ispravnosti opreme putem redovnog održavanja trafostanica.

Optimiziranje uklopnog stanja distribucijske mreže (optimalno opterećenje) te izrada planova prespajanja u distribucijskoj mreži uslijed elementarnih nepogoda, odnosno neraspoloživosti pojnih točaka, jedno je od bitnih stavki pravilnog funkcioniranja energetskog sustava. Uslijed elementarnih nepogoda, kao što nam ovaj rad zorno predočava, dolazi do mnogobrojnih ispada u elektroenergetskoj mreži proradom relejne zaštite te neraspoloživosti pojnih točaka, stoga je bitno imati izrađene planove intervencija operativnih ekipa koji su definirani pogođenim lokalitetom (organizacija operativnih ekipa radi brzine dolaska, temeljena na analizi lokacija pogođenih postrojenja prva dva potresa). Koordinacija ekipa na terenu se provodila i uslijed poziva upućenih Call centru HEP ODS-a od strane korisnika mreže pogođenih prekidima u opskrbi električnom energijom. Iz toga razloga bitno je imati ažurirane i sortirane baze podataka korisnika mreže po prioritetima. Cilj svakog operatora distribucijskog sustava je unaprjeđenje elektroenergetskog sustava a to se postiže sustavnim ulaganjem čime se postiže brzina rekonfiguracije distribucijske mreže te bolji nadzor i detekcija kvarova. Jedan od takvih primjera je provođenje „Pilot-projekt uvođenja naprednih mreža“ od strane HEP ODS-a koji za cilj ima ugradnju daljinski upravljivih sklopnih blokova s indikatorima kvara, daljinski upravljivih rastavnih sklopki te sumarnih brojila.

LITERATURA

[1] HEP Vjesnik, 1/2021
[2] Galić I., Marković V., Baričević D., Kanižaj R., „Utjecaj razornih potresa u 2020. godini na elektroenergetsku distribucijsku mrežu DP Zagreb“, HO CIRED Trogir 2023
[3] Čavlović M., Pirić D., Periša I., „Management of the distribution system operation during the crisis – earthquakes in Republic of Croatia in 2020.“, CIRED Rome 2023

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-07

IZAZOVI U VOĐENJU DISTRIBUTIVNIH MREŽA USLED INTEGRACIJE ELEKTRIČNIH AUTOMOBILA

CHALLENGES IN DISTRIBUTION SYSTEM OPERATION DUE TO ELECTRICAL VEHICLES INTEGRATION

Luka STREZOSKI, Departman za energetiku, elektroniku i telekomunikacije, Fakultet tehničkih nauka, Univerzitet u Novom Sadu, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Električna vozila su u centru pažnje kao budućnost transporta, težeći da umanje zagađenje životne sredine koje proizvode vozila na benzin. Međutim, integracija velikog broja električnih vozila nosi sa sobom značajne operativne izazove za električne mreže. Glavni problemi su visoka potrošnja energije superpunjača, obično između 300-400 kilovata, i nepredvidivo punjenje vozila. Ovi faktori mogu izazvati probleme kao što su prevazilaženje naponskih granica, preopterećenje izvoda i harmonijska izobličenja, što može ugroziti stabilnost električnih sistema. Ovaj rad se bavi tim izazovima, istražujući uticaj masovne upotrebe električnih vozila i stohastičke obrasce njihovog punjenja. Takođe, rad predlaže strategije za rešavanje ovih problema, čime se podstiče uspešna tranzicija ka električnoj mobilnosti i osigurava stabilna elektrifikacija transportnog sektora.

Ključne riječi: Električni automobili, Distributivni sistemi, Operacioni izazovi

ABSTRACT

Electric vehicles (EVs) are poised to be the future of transportation, aiming to reduce greenhouse emissions from gas-fueled vehicles and combat urban pollution. However, integrating large numbers of EVs poses significant operational challenges to electric power systems. Key concerns include the high power demands of emerging superchargers, typically 300-400 kilowatts, and the unpredictable nature of EV charging. These factors can lead to voltage violations, feeder overloads, and harmonic distortions, potentially destabilizing power systems. This paper focuses on these challenges, examining the impacts of large-scale EV integration and the irregular charging patterns. It also offers strategies to manage these issues, thereby facilitating a smooth transition to electric mobility and ensuring stable, sustainable electrification of the transportation sector.

Key words: Electric Vehicles, Distribution System, Operational Challenges

Luka Strezoski, lukastrezoski@uns.ac.rs

1. INTRODUCTION

Electric vehicles (EVs) are widely recognized as the future of transportation. In the past decade, advancements in EV technology have overcome key barriers such as charging time, battery capacity, and range, which previously deterred potential buyers [1-4]. Moreover, the cost of EVs has significantly dropped in recent years, though it remains higher than traditional vehicles [5]. Considering that conventional gas-fueled vehicles are major contributors to air pollution, numerous global government initiatives aim to deploy and gradually electrify the transportation sector to combat greenhouse gas emissions [1-5].

However, the benefits enjoyed by EV drivers, like fast charging and larger battery capacities, pose significant challenges to the safety and reliability of electrical power systems, especially distribution grids [6-8]. Traditional distribution grids, designed as passive networks for distributing electricity from supply substations to end-users [9-10], have been managed using simple, paper-based processes with one-way power flow assumptions. The rapid increase in distributed energy resources (DERs), especially EVs with dynamic and stochastic charging patterns, has transformed these traditional networks into complex, dynamically changing systems [10]. These systems

cannot be effectively managed using conventional tools and processes. Therefore, while widespread deployment of EVs is crucial, their stochastic integration can lead to critical challenges in electric power systems, impeding further expansion.

The deployment of high-power EV chargers, reaching up to several hundred kilowatts, stochastically, can lead to safety and reliability issues in power systems [11]. Areas with high EV charger penetration may face significant peak loads, voltage fluctuations, and frequent overloading of legacy feeders designed for gradual load increases. Traditional planning procedures for passive distribution grids are inadequate for effectively integrating EVs and their associated charging infrastructure. Due to the dynamic nature of EV charging, a closely integrated approach is necessary, combining electrical power system planning tools with real-time management capabilities to ensure proper integration of EVs without violating technical constraints [11].

This article, based on comprehensive research in [1] and other references, aims to present the state-of-the-art in EV integration into electrical power systems, focusing on power system planning and operational challenges. Several studies have examined the effects of integrating varying shares of EVs into power systems, detecting challenges like peak load rise, voltage fluctuations, and feeder overloads [12]. Methods for integrating plug-in EVs into power systems have been extensively reviewed, showcasing promising solutions [13]. The integration and management of EVs through the internet of energy (IoE) have been investigated, highlighting the need for intelligent software tools for emerging distribution grids [14]. Techniques for optimizing power system demand through intelligent EV charging are proposed, acknowledging the challenges of fast charging [15]. The use of EVs as demand response resources and related challenges like EV availability and feeder capacity are discussed [16]. Integration challenges and solutions for electric buses and taxis, focusing on peak load rise, are reviewed [17]. The impacts, both positive and negative, of EV charging on power systems are extensively covered, stressing the need for intelligent control and optimization tools [11]. Optimization models for integrating EVs and charging stations in power systems, emphasizing digitized control centers and software tools, are explored [18]. A conceptual framework for EV integration, considering grid operation and electricity markets, and the necessity of centralized EV charging control strategy is proposed [19]. Technical challenges in power system operation due to EV integration and the importance of centralized intelligent charging are examined [20]. Finally, V2G technology and optimization techniques for enhancing grid operation are analyzed [21].

The primary aim of this paper is to summarize the main challenges of integrating large amounts of EVs into electric power systems and offer viewpoints on overcoming these challenges to enable safe electrification of the transportation sector. The paper is organized as follows: Section 2 outlines operational challenges faced by power system operators; Section 3 presents author's viewpoints on overcoming these challenges; and Section 4 concludes the paper.

2. OPERATIONAL CHALLENGES DUE TO EV INTEGRATION

The integration of a substantial number of Electric Vehicles (EVs) into electrical distribution grids presents a multitude of operational challenges that necessitate careful consideration and strategic management. These challenges are diverse, ranging from increased peak load demands to power loss concerns, each contributing to the complexity of integrating EVs into existing grid infrastructures [22].

One of the foremost challenges is the surge in peak load demand. Research has demonstrated that even with modest levels of EV penetration, indiscriminate charging practices can result in a peak load demand increase of approximately 60% [1, 11]. This significant rise necessitates substantial investments in infrastructure to accommodate the additional demand. However, a solution lies in controlled charging and centralized management of distributed energy resources (DERs) alongside aggregated EV flexibility, which makes the rapid integration of larger quantities of EVs more feasible [11].

Additionally, the grid faces issues of congestion and overload. The augmented demand due to EV charging can lead to substantial overloading of transformers, feeders, and cables. Even at lower EV penetration rates, transformer overloading can escalate by up to 50% [1, 11]. The unmanaged use of level 3 charging stations poses a high risk of causing congestion, overloading, and potential destabilization of the grid. Addressing this requires meticulous planning and coordination, integrating EV charging strategies with other flexible grid resources to circumvent these complications.

Voltage stability is another critical area of concern. Studies indicate that with less than 30% EV penetration, distribution grids may experience voltage stability issues [1, 11]. Voltage imbalances are likely due to the widespread installation of single-phase chargers in residential settings. Moreover, the implementation of vehicle-

to-grid (V2G) technologies can exacerbate these issues, potentially leading to voltage rises beyond acceptable thresholds. To ensure voltage stability, comprehensive and dynamic grid management solutions are imperative [1].

Power losses associated with EV integration also pose a significant challenge. The increased load from EV charging elevates currents flowing through transformers, lines, and cables, thus elevating power losses. Research shows that under less than 50% EV penetration, uncontrolled charging could lead to unacceptably high power losses [1, 11]. Implementing managed charging strategies, utilizing intelligent software solutions, can effectively mitigate these power losses [1].

In summary, the integration of EVs into electrical distribution grids requires an integrated approach, encompassing controlled charging, intelligent grid management, and the utilization of advanced technologies to address challenges related to peak load demands, grid congestion and overload, voltage stability, and power losses. As EV adoption increases, these strategies become increasingly crucial for ensuring the reliability and efficiency of power distribution systems.

3. POTENTIAL SOLUTIONS TO THE OPERATIONAL CHALLENGES CAUSED BY EVs

To effectively address the operational challenges posed by the integration of a large number of Electric Vehicles (EVs) into distribution grids, it is essential to implement advanced grid management solutions, notably Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS) [23-26]. These systems are instrumental in the intelligent management of EV charging, coordination with other Distributed Energy Resources (DERs), and the optimization of grid resources. Utilizing such solutions, distribution system operators can integrate EVs more proficiently, thereby ensuring the reliable and sustainable operation of distribution grids [1].

A Utility DERMS, or a "Grid DERMS," serves as a centralized software platform, tailored for distribution grid operators, grid engineers, and network planners. This system aids in managing grids with high DER and EV penetration levels. It is a grid-aware solution, reliant on an accurate network model and real-time state estimation, providing continuous insight into the grid's operational conditions. A standard Utility DERMS encompasses planning, real-time, and lookahead modules, each outfitted with advanced functionalities. These modules are pivotal for utilities in planning new DER and EV integrations, conducting what-if analysis, and deploying non-wires alternatives. They also support real-time control, optimization, and protection of dynamically changing distribution grids. Utility DERMS offers a comprehensive toolkit for utilities, covering the process from the planning stage of integrating new DERs or EV charging stations to their incorporation into the grid's ecosystem and leveraging them as flexible resources for control and optimization.

DERMS facilitates advanced management solutions like active network management (ANM) and non-wires alternatives (NWAs). These innovative approaches in planning and utilizing grid resources capitalize on the flexibility provided by aggregated DERs and EVs. They can defer capital investments and expedite the EV integration process [1]. By employing DERMS software, distribution system operators (DSOs) and planning departments gain access to an extensive suite of ANM and NWA tools. These tools empower them to intelligently plan and integrate a substantial number of EVs without necessitating immediate, extensive capital expenditures and the lengthy procedures associated with them.

It is crucial to acknowledge that with the increasing number of EVs, the existing grid infrastructure might require hardware upgrades to enhance capacity and support the full transition to electric transportation. Nonetheless, the implementation of DERMS presents a viable solution for DSOs to navigate this period of transition and prepare for a future where EVs form a significant part of the vehicle fleet. By intelligently managing the evolving distribution grid, DSOs can bridge the current infrastructure with the future's high EV penetration demands, circumventing the delay in further EV deployment until the grid is entirely reinforced.

By leveraging a DERMS, DSOs can optimize grid operations and balance the growing demand from EVs with the grid's available resources. This strategy guarantees reliable and efficient power distribution while preserving system stability. It enables DSOs to proactively manage the integration of EVs, making optimal use of existing infrastructure and avoiding unnecessary delays in EV adoption. With a DERMS in place, DSOs can adeptly handle the challenges of high EV penetration, paving the way for a sustainable and electrified transportation future.

4. CONCLUSIONS

This paper deals with challenges confronting power systems due to the widespread integration of Evs. These challenges contain both planning and operational aspects. Traditional planning procedures fall short in effectively forecasting the requisite expansions needed to support the substantial integration of EVs. Operationally, grid

operators are facing several critical issues, that include a substantial increase in peak load due to the cumulative demand of EVs, congestion caused by the stochastic nature of EV charging, voltage fluctuations throughout the grid, heightened power losses, and the looming risk of destabilizing the power systems due to uncontrolled charging patterns. Addressing these challenges is essential to ensure that power systems are capable of supporting even a partially electrified transportation sector.

To cope with these challenges, the deployment of advanced software solutions like Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS) is proposed in the paper. These systems play a crucial role in intelligently managing the integration and operation of EVs within the power grid. Moreover, there is a pressing need for training utility personnel. This training is increasingly important to equip operators and other personnel with the skills necessary to effectively utilize novel software solutions, thereby enhancing their ability to manage the grid's increasing complexity. Finally, grid expansions in regions that are critically congested will be required. These expansions are not a mere addition to the existing infrastructure but are a strategic augmentation aimed at alleviating bottlenecks and improving the overall resilience and efficiency of the power system.

Through these measures — the adoption of advanced management systems like DERMS, the specialized training of utility staff, and targeted grid expansions — a comprehensive approach to address the multifarious challenges posed by the large-scale integration of Evs is proposed in the paper. This approach is aimed not only at mitigating current operational difficulties but also at preparing the power systems for the future demands of an increasingly electrified transportation landscape.

ACKNOWLEDGEMENT

This work was supported by the Faculty of Technical Sciences in Novi Sad, Department of Energy, Electronics and Telecommunications, within the project entitled "Improving teaching and research processes using modern technological solutions and methods in energy, electronics and telecommunications".

LITERATURE

[1]. Strezoski, L., Stefani, I. Enabling Mass Integration of Electric Vehicles through Distributed Energy Resource Management Systems, *Under Review*, Int. Journ. Elect. Pow. & Ener. Syst., 2023.
[2]. Karabasoglu, O.; Michalek, J.J. Influence of driving patterns on life cycle cost and emissions of hybrid and plug-in electric vehicle powertrains. Energy Policy **2013**, 60, 445–461.
[3]. Lunz, B.; Yan, Z.; Gerschler, J.B.; Sauer, D.U. Influence of plug-in hybrid electric vehicle charging strategies on charging and battery degradation costs. Energy Policy **2012**, 46, 511–519.
[4]. Gass, V.; Schmidt, J.; Schmid, E. Analysis of alternative policy instruments to promote electric vehicles in Austria. Renew. Energy **2014**, 61, 96–101.
[5]. Wellings, J.; Greenwood, D.; Coles, S.R. Understanding the Future Impacts of Electric Vehicles—An Analysis of Multiple Factors That Influence the Market. *Vehicles* **2021**, *3*, 851-871. https://doi.org/10.3390/vehicles3040051
[6]. Richardson, D.B. Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration. Renew. Sustain. Energy Rev. **2013**, 19, 247–254.
[7]. Talebizadeh, E.; Rashidinejad, M.; Abdollahi, A. Evaluation of plug-in electric vehicles impact on cost-based unit commitment. J. Power Sources **2014**, 248, 545–552.
[8]. Lyon, T.P.; Michelin, M.; Jongejan, A.; Leahy, T. Is “smart charging” policy for electric vehicles worthwhile? Energy Policy **2012**, 41, 259–268.
[9]. Chowdhury, S. & Crossley, P. (2009). Microgrids and active distribution networks. The institution of Engineering and Technology. https://doi.org/10.1049/PBRN006E
[10]. Sajadi, A, Strezoski, L, Strezoski, V, Prica, M, Loparo, KA. Integration of renewable energy systems and challenges for dynamics, control, and automation of electrical power systems. *WIREs Energy Environ*. 2019; 8:e321. https://doi.org/10.1002/wene.321
[11]. Nour M, Chaves-Ávila JP, Magdy G, Sánchez-Miralles Á. Review of Positive and Negative Impacts of Electric Vehicles Charging on Electric Power Systems. *Energies*. 2020; 13(18):4675. https://doi.org/10.3390/en13184675
[12]. Karsten Hedegaard, Hans Ravn, Nina Juul, Peter Meibom, Effects of electric vehicles on power systems in Northern Europe, Energy, Volume 48, Issue 1, 2012, Pages 356-368, ISSN 0360-5442, https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.06.012
[13]. Zhile Yang, Kang Li, Aoife Foley, Computational scheduling methods for integrating plug-in electric vehicles with power systems: A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 51, 2015, Pages 396-416, ISSN 1364-0321, https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.007.

[14]. Khizir Mahmud, Graham E. Town, Sayidul Morsalin, M.J. Hossain, Integration of electric vehicles and management in the internet of energy, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 82, Part 3, 2018, Pages 4179-4203, ISSN 1364-0321, https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.11.004.
[15]. P. Zhang, K. Qian, C. Zhou, B. G. Stewart and D. M. Hepburn, "A Methodology for Optimization of Power Systems Demand Due to Electric Vehicle Charging Load," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 3, pp. 1628-1636, Aug. 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2186595.
[16]. M. C. Falvo, G. Graditi and P. Siano, "Electric Vehicles integration in demand response programs," *2014 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, Ischia, Italy, 2014, pp. 548-553, doi: 10.1109/SPEEDAM.2014.6872126.
[17]. Clairand J-M, Guerra-Terán P, Serrano-Guerrero X, González-Rodríguez M, Escrivá-Escrivá G. Electric Vehicles for Public Transportation in Power Systems: A Review of Methodologies. *Energies*. 2019; 12(16):3114. https://doi.org/10.3390/en12163114
[18]. Casella V, Fernandez Valderrama D, Ferro G, Minciardi R, Paolucci M, Parodi L, Robba M. Towards the Integration of Sustainable Transportation and Smart Grids: A Review on Electric Vehicles' Management. *Energies*. 2022; 15(11):4020. https://doi.org/10.3390/en15114020
[19]. J. A. P. Lopes, F. J. Soares and P. M. R. Almeida, "Integration of Electric Vehicles in the Electric Power System," in *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 1, pp. 168-183, Jan. 2011, doi: 10.1109/JPROC.2010.2066250.
[20]. F. Khosrojerdi, S. Taheri, H. Taheri and E. Pouresmaeil, "Integration of electric vehicles into a smart power grid: A technical review," *2016 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, Ottawa, ON, Canada, 2016, pp. 1-6, doi: 10.1109/EPEC.2016.7771784.
[21]. Kang Miao Tan, Vigna K. Ramachandaramurthy, Jia Ying Yong, Integration of electric vehicles in smart grid: A review on vehicle to grid technologies and optimization techniques, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 53, 2016, Pages 720-732, ISSN 1364-0321, https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.012.
[22]. Strezoski L.: Integration of Mass Amounts of Electric Vehicles Into Electrical Power Systems, 9. Towards a humane city, Novi Sad, 19-20 October, 2023.
[23]. Strezoski, L. (2023). Distributed energy resource management systems—DERMS: State of the art and how to move forward. *WIREs Energy and Environment*, 12(1), e460. https://doi.org/10.1002/wene.460
[24]. L. Strezoski, H. Padullaparti, F. Ding and M. Baggu, "Integration of Utility Distributed Energy Resource Management System and Aggregators for Evolving Distribution System Operators," in *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 277-285, March 2022, doi: 10.35833/MPCE.2021.000667.
[25]. Strezoski L, Stefani I. Utility DERMS for Active Management of Emerging Distribution Grids with High Penetration of Renewable DERs. *Electronics*. 2021; 10(16):2027. https://doi.org/10.3390/electronics10162027
[26]. L. Strezoski, I. Stefani and B. Brbaklic, "Active Management of Distribution Systems with High Penetration of Distributed Energy Resources," *IEEE EUROCON 2019 -18th International Conference on Smart Technologies*, Novi Sad, Serbia, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/EUROCON.2019.8861748

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-08

PREZENTACIJA EU PROJEKTA PAMETNIH MREŽA – GREENSWITCH PROJEKT

PRESENTATION OF THE EU SMART GRID PROJECT – GREENSWITCH PROJECT

Damir Pirić, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o, Hrvatska
Dorjan Močinić, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o, Hrvatska

KRATAK SADRŽAJ

Connecting Europe Facility (CEF) ključni je instrument financiranja Europske Unije u provedbi Europskog zelenog plana te iznimno važan pokretač prema ciljevima dekarbonizacije Europske Unije za razdoblje 2030. – 2050.g. Podržan je razvoj visokoučinkovitih, održivih i međusobno povezanih transeuropskih mreža u području prometa, energetike i digitalnih usluga. Na zajedničku inicijativu devet partnera iz Hrvatske, Slovenije i Austrije, projekt GreenSwitch se u ožujku 2021. godine prijavljuje na poziv za uvrštenje na 5. PCI listu, a što rezultira prijavom na CEF natječaj krajem kolovoza 2022. godine. Od ukupno 24 predana projektna prijedloga, kojima je traženo više od 2,3 milijarde eura, Europska komisija u prosincu 2022. godine donosi odluku da je GreenSwitch projekt jedan od osam odabranih projekata kojima je odobreno sufinanciranje sa maksimalnom stopom sufinanciranja od 50%. GreenSwitch projekt je opsežan šestogodišnji projekt kojeg karakterizira inovativna i učinkovita primjena novih tehnologija i naprednih funkcionalnosti za međusektorsko i prekogranično poboljšanje infrastrukture elektroenergetskog sustava što rezultira većim iskorištavanjem kapaciteta u mreži, učinkovitom integracijom novih vrsta korisnika mreže, optimizacijom budućih ulaganja te poboljšanjem sigurnosti opskrbe i kvalitete usluge na području tri države članice EU. GreenSwitch projekt doprinosi ubrzanju diversifikacije opskrbe energijom te uvođenju većeg kapaciteta obnovljive energije, koji su potrebni za zamjenu fosilnih goriva u domovima, industriji i proizvodnji električne energije. Nakon uvodnog dijela o samom projektu, referat detaljnije prikazuje projektne investicije HEP-Operatora distribucijskog sustava d.o.o. te prikazuje očekivane rezultate projekta.

Ključne riječi: GreenSwitch projekt, EU projekt, CEF, HEP ODS

ABSTRACT

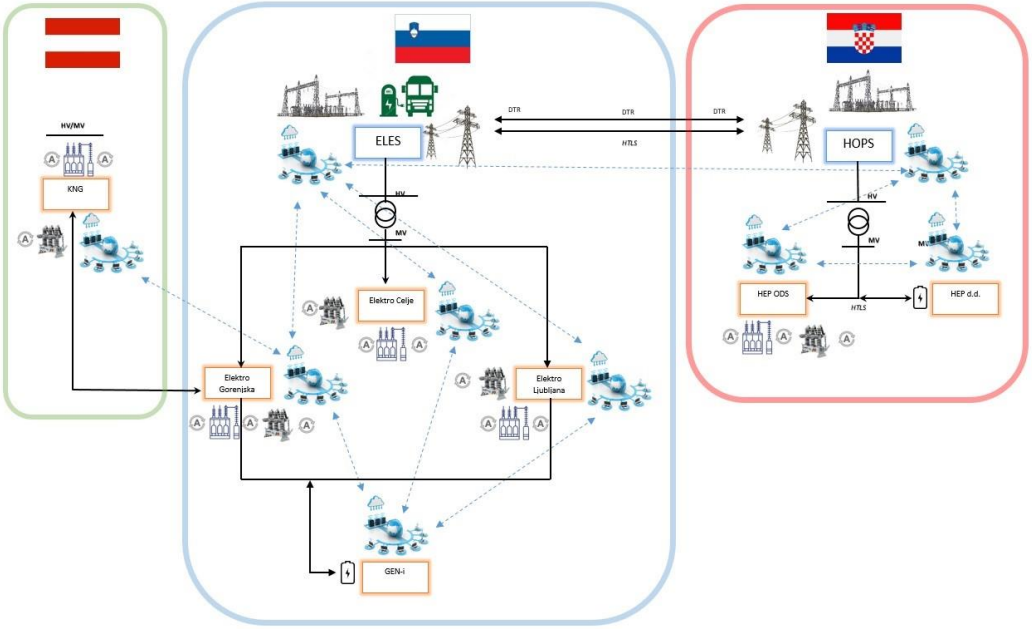
Connecting Europe Facility (CEF) is a key financing instrument of the European Union in the implementation of the European Green Deal and an extremely important driver towards the decarbonization goals of the European Union for the period 2030. – 2050. Inside CEF, the development of highly efficient, sustainable and interconnected trans-European network sin the field of transport, energy and digital services is supported. On the joint initiative of nine partners from Croatia, Slovenia and Austria, the GreenSwitch project applied in March 2021 for inclusion in the 5th PCI (Project of Common Interest), which resulted ina n application for the CEF competition at the end of August 2022. From a total of 24 submitted project proposals, which requested more than 2.3 billion euros, the European Commission in December 2022 decided that the GreenSwitch project is one of the eught selected projects that were approved for co-financing with a maximum co-financing rate of 50%. The GreenSwitch project i san extensive six-year project characterized by the innovative and effective application of new technologies and advanced functionalities for the cross-sectoral and cross-border improvement of the electricity system infrastructure, which results in greater capacity utilization in the network, effective integration of new types of network users, optimization of future investments and improvement of security of supply and quality of service on the territory of three EU member states. The GreenSwitch project contributes to the acceleration of the diversification of energy supply and the introduction of a greater capacity of renewable energy, which are needed to replace fossil fuels in home, industry and electricity production. After the introductory part about the project itself, the report show sin more detail the project investments of HEP-Operatora distribucijskog sustava d.o.o. and shows the expected results of the project.

Key words: GreenSwitch project, EU project, CEF, HEP DSO

Damir Pirić, damir.piric@hep.hr
Dorjan Močinić, dorjan.mocinic@hep.hr

1. UVOD

Distribuirani obnovljivi izvori energije, povećana vršna potrošnja, povećana potrošnja iz električnih vozila i dizalica topline te dolazak novih subjekata preuzetih iz Direktive (EU) 2019/944, a u Hrvatskoj definiranih Zakonom o tržištu električne energije, izazivaju sve veće protoke električne energije u distribucijskoj i prijenosnoj mreži. Tokovi energije vezani uz obnovljive izvore energije postaju sve nestabilniji. Operatori distribucijskih i prijenosnih sustava diljem Europe suočavaju se sa sve većim zahtjevima za ulaganja u mrežu i elektroenergetski sustav zbog nove proizvodnje i opterećenja, ali i zbog nekompatibilnosti postojeće mreže za rješavanje novih obrazaca tokova snaga te povećanih zahtjeva za kvalitetom opskrbe. Suočeni sa ograničenim resursima ulaganja postaju moguća, najvećim dijelom, samo u kritičnim područjima mreže. Ovakva situacija zahtjeva novi pristup u rješavanju, odnosno višenaponski sustavni pristup s jačom koordinacijom između operatora distribucijskih sustava, operatora prijenosnih sustava i korisnika mreže s jasnim fokusom na dugoročniju perspektivu razvoja mreže i optimizaciju ulaganja u primarnu opremu primjenom različitih tehnika te korištenjem naprednih funkcija kontrole elektroenergetske mreže. Partneri iz Austrije, Hrvatske i Slovenije su pravovremeno uočili ovaj izazov te zaključili da jednim novim modernim pristupom u razvoju mreže mogu i trebaju djelovati zajedničkim snagama te osnažiti međunarodnu prekograničnu suradnju. Na krilima ovakvog pristupa rodila se ideja o GreenSwitch projektu.



Slika 1 – Projektna shema kod prijave na PCI listu
Izvor: [5]

2. PRIJAVA PROJEKTA

Važno je za napomenuti da sam projekt nije započeo iz nultog stanja već je stvoren na temeljima pozitivnih rezultata i iskustava koji su stečeni prilikom implementacije prethodnog projekta pametnih mreža SINCRO.GRID koji je uključivao partnere iz Hrvatske i Slovenije, a fokus je bio na zajedničkom pristupu u rješavanju problema visokih napona na razini prijenosne mreže te omogućavanju interpolacije brzo rastućeg broje obnovljivih izvora. Ideja o GreenSwitch projektu dolazi u samom početku 2021. godine, a proizlazi od većeg broja partnera koji ovoga puta uključuje veću aktivnost operatora distribucijskih sustava Hrvatske i Slovenije uz proširenje i na operatora distribucijskog sustava iz Austrije.

2.1. PCI lista

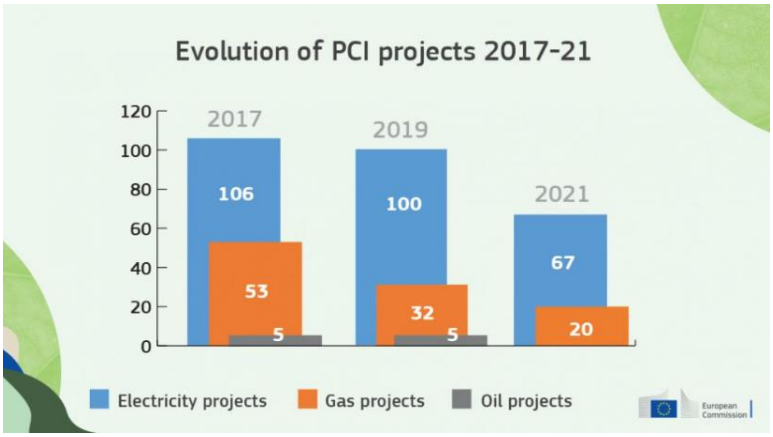
Kako bi se projekt mogao prijaviti za sufinanciranje iz CEF fonda (*Connecting Europe Facility – Instrument za povezivanje Europe*), potrebno je da dobije status na PCI listi (*Projects of Common Interest – Projekti od strateškog interesa*). Status projekta od zajedničkog interesa (PCI) uvodi se Uredbom (EU) 347/2013 čiji je primarni cilj olakšati i ubrzati provedbu strateški važnih projekata u području energetike. Prijave na PCI listu provode se svake dvije godine. Status PCI može se dodijeliti za projekte koji značajno pridonose jačanju unutarnjeg tržišta energije, sigurnosti opskrbe i provedbu strateških prioriteta koridora od prekograničnog utjecaja. Projekti od zajedničkog interesa trebaju biti prihvatljivi za dobivanje financijske pomoći, odnosno sredstava iz Europske Unije. Time bi se osigurala potpora koju bi mogli dobiti oni projekti od zajedničkog

interesa koji nisu održivi unutar postojećeg regulatornog okvira i u tržišnim uvjetima. Dobivanje PCI statusa ne garantira da će projekt dobiti sufinanciranje. GreenSwitch projekt prijavljen je na 5. PCI listu u kategoriji projekata pametnih mreža obzirom da projektne aktivnosti sadrže elemente i ključne značajke pametnih mreža.

Zahtjev za prijavu na 5. PCI listu trebao je biti spreman do ožujka 2021.godine, te je trebao sadržavati sljedeća glavna poglavlja:

- ☐ tehnički opseg uključujući popis opreme te detaljnu argumentaciju potrebe za projektom,
- ☐ KPI procjena (procjena tehničke vrijednosti projekta)
- ☐ analiza troškova i koristi.

Konzorcij je, prilikom prijave GreenSwitch projekta na PCI listu, činilo ukupno 9 partnera iz Austrije, Hrvatske i Slovenije (KNG – Kärnten Netz GMBH; Hrvatska elektroprivreda d.d.; HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o.; Hrvatski operator prijenosnog sustava d.d.; ELES d.o.o.; Elektro Ljubljana d.d.; Elektro Gorenjska d.d.; Elektro Celje d.d.; GEN-I d.o.o.). Ukupni proračun projekta je iznosio 207 milijuna eura.
Kako bi projekt dobio PCI status, isti mora imati značajan utjecaj na energetska tržišta i tržišnu integraciju u najmanje dvije zemlje EU-a, mora potaknuti tržišno natjecanje na energetskim tržištima i pomoći energetskoj sigurnosti EU-a diverzifikacijom izvora kao i doprinositi klimatskim i energetskim ciljevima EU-a integriranjem obnovljivih izvora energije. Proces odabira daje prednost projektima u prioritetnim koridorima, što je utvrđeno u politici transeuropskih energetskih mreža (TEN-E). Projekti od zajedničkog interesa imaju više koristi što uključuje brže planiranje i izdavanje dozvola, poboljšane regulatorne uvjete, niže administrativne troškove zbog pojednostavljenih procesa procjene utjecaja na okoliš, povećano sudjelovanje javnosti, povećana vidljivost investitorima. Europska Komisija je u studenom 2021. godine objavila konačnu listu projekata koji dobivaju PCI status, a među njima je i GreenSwitch projekt koji dobiva status *PCI smart grid*.



Slika 2 – broj projekata na 3., 4. i 5. PCI listi
Izvor: [6]

2.2. CEF

Instrument za povezivanje Europe (CEF) ključni je instrument financiranja Europske Unije u provedbi Europskog zelenog plana (*European Green Deal*) i važan pokretač prema ciljevima dekarbonizacije Europske Unije za razdoblje 2030. – 2050.g. Podržava razvoj visokoučinkovitih, održivih i međusobno povezanih transeuropskih mreža u području prometa, energetike i digitalnih usluga. CEF ulaganja ispunjavaju karike koje nedostaju europskoj energetskoj, prometnoj i digitalnoj okosnici. CEF koristi ljudima u svim državama članicama jer čini putovanja lakšim i održivijim, poboljšava energetsku sigurnost Europe dok omogućuje širu upotrebu obnovljivih izvora energije i olakšava prekograničnu interakciju između javnih uprava, poduzeća i građana. Osim bespovratnih sredstava, CEF nudi financijsku potporu projektima kroz inovativne financijske instrumente poput jamstava i projektnih obveznica. U načelu, CEF je podijeljen na tri sektora: CEF Energija, CEF Digital i CEF Transport. Analizom unutar sektora CEF energija, utvrđeno je da bi nadogradnja postojećih i razvoj novih infrastruktura za prijenos energije od europskog značaja mogla iznositi oko 140 milijardi eura na području električne energije te najmanje 70 milijardi eura na području plina. Unatoč regulatornim mjerama i politikama koje se trenutno provode kako bi se olakšala takva ulaganja, pod trenutnim tržišnim i regulatornim uvjetima neki energetski projekti nisu komercijalno održivi i obično ne bi dospjeli u investicijske programe infrastrukturnih razvojnih programa. Upravo zbog ovih izazova osnovan je CEF.

U svibnju 2022. godine CEF Energija objavljuje poziv za prijavu projekata za dobivanje bespovratnih sredstava uz rok prijave do kraja kolovoza 2022. godine. Temeljem dobivanja PCI statusa, konzorcij partnera prijavljuje GreenSwitch projekt.

3. GREENSWITCH PROJEKT – OPĆENITO

U prosincu 2022. godine Europska Komisija objavljuje rezultate prethodnog natječaja za dobivanje bespovratnih sredstava. Od ukupno 24 predana projektna prijedloga, kojima je traženo više od 2,3 milijarde eura (od ukupno 800 milijuna eura dostupnih za razvoj energetske infrastrukture), GreenSwitch projekt postaje jedan od osam projekata kojima je odobreno sufinanciranje sa maksimalnom stopom sufinanciranja koju je moguće dobiti putem CEF fonda (50%). Odlukom komisije, odbijeno je dio projekta koji se odnosio na investicije od partnera Hrvatska elektroprivreda d.d. i GENI d.o.o. te potpisivanju Ugovora o dodjeli bespovratnih sredstava (*Grant Agreement*) pristupa preostalih sedam partnera iz konzorcija. Nova ukupna vrijednost projekta iznosi 146,2 milijuna eura, a predviđeno trajanje je 2023.g. – 2028.g.

3.1. Ciljevi i doprinos projekta

Opći ciljevi projekta uključuju:

- uvođenje različitih elemenata pametne mreže
- povećanje mogućnosti integracije većeg broja obnovljivih izvora energije u prijenosnu i distribucijsku mrežu
- povezivanje sektora električne energije, transporta i grijanja
- povećanje sigurnosti opskrbe električnom energijom.

Rezultati projekta maksimizirat će njegovu dodanu vrijednost prema dekarbonizaciji i sinergiji između energetskih, transportnih, toplinskih i digitalnih sektora. Projekt pridonosi postizanju ciljeva *Pariškog sporazuma* kao i klimatskih i energetskih ciljeva do 2030. godine te dugoročnog cilja dekarbonizacije EU. Također, projekt se uklapa u *Europski zeleni plan* koji je dodatno naglasio ključnu ulogu energetske infrastrukture u omogućavanju prijelaza na klimatski neutralno gospodarstvo. GreenSwitch pridonosi planu *REPowerEU* gdje se uklapa svojom podrškom i doprinosom ubrzanju diversifikacije opskrbe energijom i uvođenju većeg kapaciteta obnovljive energije, koji su potrebni za zamjenu fosilnih goriva u domovima, industriji i proizvodnji električne energije.

Slika 3 – ciljevi GreenSwitch projekta
Izvor: [1]

Projektni doprinos je izuzetno velik, a između ostaloga, uključuje:

- smanjenje SAIDI pokazatelja ~20%
- zimsko povećanje iskoristivosti postojećih SN/NN transformatora (~15% veći kapacitet)
- povećanje kapaciteta za priključenje novih OIE (~544MW na SN i ~790MW na VN)
- odgoda investicija u distribucijsku i prijenosnu mrežu
- smanjenje vršnog opterećenja korištenjem izvora fleksibilnosti
- povećanje prekograničnih kapaciteta (SI – HR, SI – AT)
- korištenje otpadne topline energetskih transformatora u sustavu grijanja (~6GWh/god.)
- osiguranje infrastrukture za punjenje teških vozila i autobusa (1 – 4 MW/vozilo).

3.2. Vremenski i financijski okvir projekta

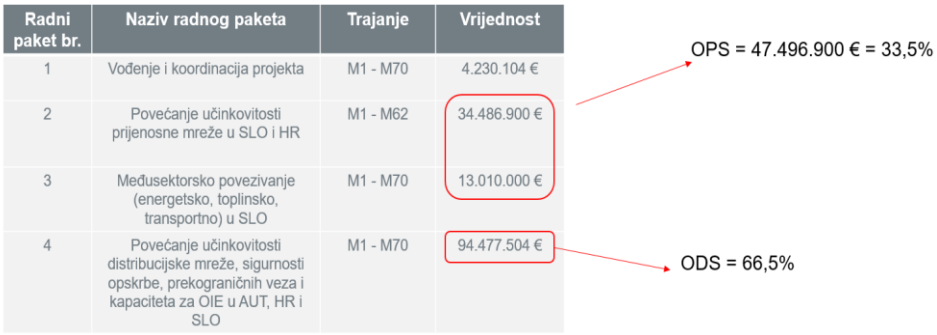
Projekt je započeo 01.03.2023. godine, a traje do 31.12.2028. godine.
Ukupna vrijednost projekta iznosi 146.204.508EUR, a sufinancirani dio iznosi 73.102.254EUR.

Tablica 1 – ukupni proračun prema partnerima
Izvor: [3]

Br.	Puni naziv partnera	Kratki naziv	Država	Ukupni troškovi (EUR)
1.	HEP-OPERATOR DISTRIBUCIJSKOG SUSTAVA D.O.O ZA DISTRIBUCIJU I OPSKRBU ELEKTRICNE ENERGIJE	HEP ODS	Hrvatska	3.239.264,00 €
2.	HRVATSKI OPERATOR PRIJENOSNOG SUSTAVA D.D.	HOPS	Hrvatska	11.452.900,00 €
3.	ELES D.O.O., SISTEMSKI OPERATER PRENOSNEGA ELEKTROENERGETSKEGA OMREŽJA	ELES	Slovenija	38.800.000,00 €
4.	ELEKTRO LJUBLJANA, PODJETJE ZA DISTRIBUCIJO ELEKTRIČNE ENERGIJE D.D.	ELEKTRO LJUBLJANA	Slovenija	17.150.000,00 €
5.	ELEKTRO GORENJSKA, PODJETJE ZA DISTRIBUCIJO ELEKTRIČNE ENERGIJE D.D.	ELEKTRO GORENJSKA	Slovenija	8.252.500,00 €
6.	ELEKTRO CELJE, PODJETJE ZA DISTRIBUCIJO ELEKTRIČNE ENERGIJE D.D.	ELEKTRO CELJE	Slovenija	20.373.100,00 €
7.	KNG – KÄRNTEN NETZ GMBH	KNG	Austrija	46.936.744,00 €
Ukupno				146.204.508,00 €

3.3. Radni paketi

Projekt je sastavljen od četiri glavna radna paketa.



Slika 4 – radni paketi na projektu
Izvor: [3]

Kako je prikazano na Slici 4, najveći proračun pada na investicijske pakete (2 – 4). U radnom paketu 1 sudjeluju svi partneri na projektu i vezan je isključivo uz vođenje i koordinaciju projekta, promidžbu i vidljivost te ne uključuje investicije. Radni paketi 2 i 3 odnose se na operatore prijenosnih sustava dok je radni paket 4 isključivo paket operatora distribucijskih sustava. Slika 5 i 6 detaljnije prikazuju investicije operatora prijenosnih sustava dok je na Slici 7 detaljan prikaz radnog paketa 4.

WP2	Povećanje operativne učinkovitosti i upravljivost prijenosne mreže u HR i SLO
A2.1	Sustavi upravljanja u HR i SLO
A2.2	HV HTLS vodiči u HR
A2.3	Nadogradnja DTR sustava u prijenosnoj mreži u SLO
A2.4	Nadogradnja aplikacija prijenosnog sustava u HR

Slika 5 – aktivnosti u radnom paketu 2
Izvor: [3]

WP3	Integracija sektora (energija, toplina, transport) u SLO
A3.1	Mrežni priključci za teške i brze punionice u SLO
A3.2	Implementacija sustava odvoda otpadne topline iz energetskih transformatora u SLO

Slika 6 – aktivnosti u radnom paketu 4
Izvor: [3]

WP4	Povećanje učinkovitosti distribucijske mreže, sigurnosti opskrbe, prekograničnih veza i kapaciteta za OIE u AUT, HR i SLO
A4.1	Automatizacija 7 transformatorskih stanica 110/x kV i 35/x kV u AUT, HR i SLO
A4.2	Automatizacija 390 transformatorskih stanica 10(20)/0,4 kV u AUT i SLO
A4.3	Implementacija i nadogradnja ADMS sustava u AUT i SLO
A4.4	Implementacija 35kV HTLS vodiča u HR
A4.5	Modernizacija ICT u distribucijskoj mreži u AUT i SLO
A4.6	Stvaranje petlji u SN distribucijskoj mreži u AUT i SLO
A4.7	Prekogranično povezivanje u SN distribucijskoj mreži AUT i SLO
A4.8	Ugradnja kompenzacijskih prigušnica u HR

Slika 7 – aktivnosti u radnom paketu 5
Izvor: [3]

Radni paket 4 dodatno uključuje 18 podaktivnosti te čak 105 aktivnosti najniže razine. Glavni rezultati (*deliverables*) radnog paketa 4 uključuju:

- ☐ izgradnja i puštanje pod napon dvije nove 110/20 kV transformatorske stanice u Austriji
- ☐ zamjena relejne zaštite i sekundarne opreme u pet 110/x kV i 35/x kV transformatorskih stanica u Hrvatskoj i Sloveniji
- ☐ automatizacija približno 390 transformatorskih stanica 10(20)/0,4 kV u Austriji i Sloveniji
- ☐ nadogradnja i implementacija ADMS sustava u Austriji i Sloveniji
- ☐ ugradnja i puštanje pod napon 35kV HTLS vodiča u Hrvatskoj
- ☐ ICT mreža u distribucijskoj mreži Austrije i Slovenije
- ☐ puštanje pod napon novih približno 350 kilometara srednjenaponske mreže radi povezivanja radijalnih izvoda u Austriji i Sloveniji
- ☐ poboljšanje jedne i puštanje pod napon nove prekogranične srednjenaponske veze između Austrije i Slovenije
- ☐ ugradnja i puštanje pod napon četiri kompenzacijske prigušnice u Hrvatskoj.

4. INVESTICIJE HEP ODS-a NA PROJEKTU

4.1. Investicije

Ukupni troškovi, kako je prikazano u Tablici 1, HEP ODS-a na projektu iznose 3.239.264,00EUR, dok je iznos bespovratnih sredstava odobren od strane Europske Komisije 1.619.632,00EUR. Unutar projekta, osim u Radnom paketu 1, HEP ODS sudjeluje u Radnom paketu 4, a količina angažmana i odgovornosti za provedbu aktivnosti razlikuje se po radnim paketima i po aktivnostima. HEP ODS svoje investicije provodi na području Elektroprimorja Rijeka kroz tri projektne aktivnosti:

- ☐ A4.1 – zamjena relejne zaštite i sekundarne opreme u tri primarne transformatorske stanice
  - o 110/35 kV Lošinj – implementacija opreme predviđena u 2024. godini
  - o 110/20 kV Krk – implementacija opreme predviđena u 2025. godini
  - o 35/20 kV Osor – implementacija opreme predviđena u 2026. godini
- ☐ A4.4 – zamjena 35kV vodiča novim visokotemperaturnim vodičem (HTLS)
  - o 110/35 kV Lošinj – 35/20 kV Osor – implementacija predviđena do kraja Q2 2027. godine
- ☐ A4.8 – ugradnja kompenzacijskih prigušnica u četiri transformatorske stanice
  - o 20/0,4 kV Curak 1 – implementacija opreme predviđena u 2024. godini
  - o 35/20 kV Gerovo – implementacija opreme predviđena u 2024. godini
  - o 35/20 kV Kupjak – implementacija opreme predviđena u 2025. godini
  - o 110/20kV Krk – implementacija opreme predviđena u 2026. godini

4.2. Zamjena relejne zaštite i sekundarne opreme

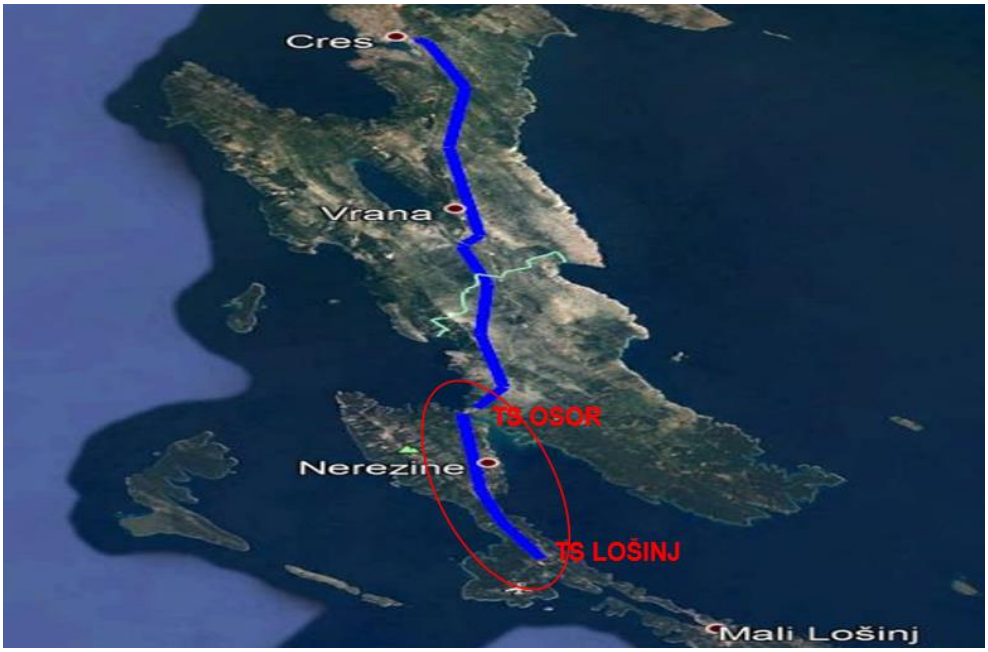
Obzirom na zastarjelost zaštitnih releja te samim time tromijeg odziva i manje pouzdanosti, Elektroprimorje Rijeka posljednjih godina intenzivno provodi zamjenu relejne zaštite i sekundarne opreme u svim primarnim transformatorskim stanicama. Unutar GreenSwitch projekta su imenovana tri postrojenja za zamjenu relejne zaštite i sekundarne opreme čime bi se ugradila najsofticiranija oprema koja bi uvelike pridonijela osmotrivosti događanja u transformatorskoj stanici kao i njezinom omrežju. Većom pouzdanošću očekuje se direktan utjecaj na poboljšanje pokazatelja pouzdanosti napajanja. Oprema treba omogućiti kompleksniju analizu događaja u omrežju te pravovremeno ukazati na slabe točke u mreži koji također imaju direktan utjecaj na kvalitetu opskrbe. Jedan od glavnih ciljeva je u stvarnom vremenu postići što veću prilagodbu promjenjivim opterećenjima u

distribucijskoj mreži, distribuiranoj proizvodnji i uvjetima kvara unutar distribucijske mreže. Točnim i pravovremenim prijenosom svih informacija od transformatorske stanice do dispečerskog centra očekuje se povećanje ukupne učinkovitosti i produktivnosti sustava.

4.3. HTLS

Dalekovod koji povezuje TS 35/20 kV Cres i 110/35 kV Lošinj izgrađen je 60-ih godina prošlog stoljeća te čini jedinu 35kV vezu između ta dva otoka. Prilikom gradnje korišteni su tadašnji tipski presjeci i materijali vodiča (Cu 50mm^2) te njegova prijenosna moć iznosi približno 14MVA. Posljednjih godina na tom se području bilježi značajan porast proizvodnje električne energije iz OIE, koji uz povećani razvoj turizam dovodi do vršnih vrijednosti moguće prijenosne moći postojećeg dalekovoda. Uočeni su povećani gubici kod prijenosa električne energije, učestala preopterećenja, konstruktivna i elektromontažna dotrajalost te ugroza minimalno propisanih visina i udaljenosti. Sve navedeno dovelo je češćih prekida u napajanju električnom energijom. Zbog samog terena i duljine, analiza je pokazala da se kao najlogičnije rješenje nameće rekonstrukcija dalekovoda i to na način da se vodič zamijeni visokotemperaturnim. Ovo bi rješenje bilo i tehnički jednostavnije za izvesti obzirom da se zadržava postojeća trasa dalekovoda.

Uvažavajući sve prethodno navedeno, HEP ODS proteklih godina kreće u zamjenu prve dvije dionice dalekovoda od TS 35/20 kV Cres do TS 35/20 kV Osor te interpolira novi HTLS vodič. Unutar GreenSwitch projekta prijavljeni su radovi na posljednjoj dionici od TS 35/20 kV Osor do TS 110/20 kV Lošinj (Slika 8). Osim zamjene približno 12 kilometara vodiča, u sklopu projekta će se mijenjati određeni broj stupova te ojačavati temelji stupova. Konačnom rekonstrukcijom dalekovoda, po završetku projektnih aktivnosti, očekuje se povećanje prijenosne moći na približno 28MVA što daje benefite u pogledu povećane otpornosti distribucijske mreže u slučaju poremećaja, povećane integracije obnovljivih izvora energije te doprinosa razvoju tržišta.

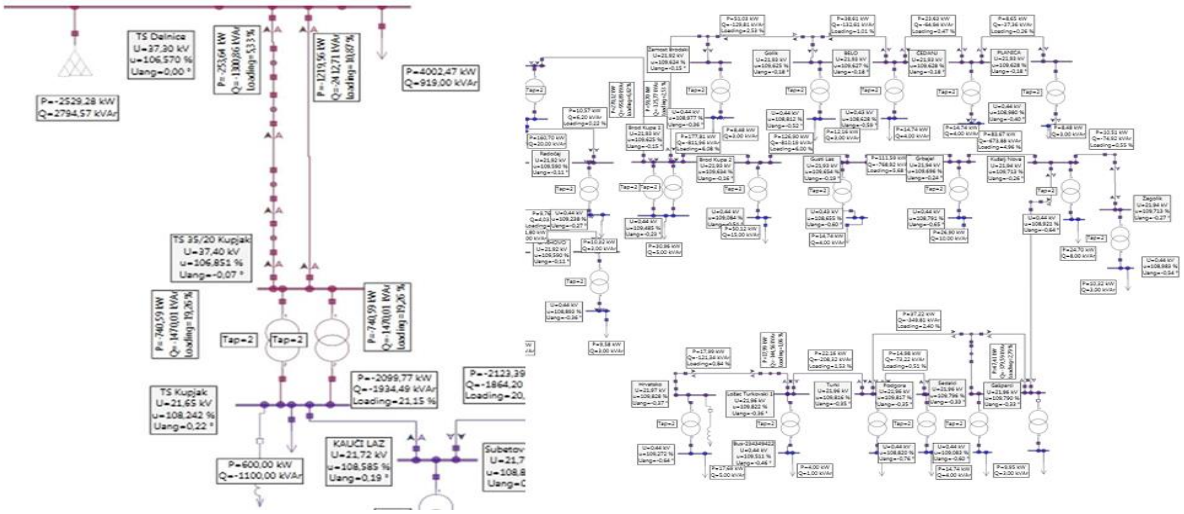


Slika 8 – GIS prikaz dalekovoda TS Cres – TS Lošinj
Izvor: GreenSwitch materijali

4.4. Ugradnja kompenzacijskih prigušnica

Zadnji dan u siječnju i prvi dan veljače 2014. godine sve dijelove Gorskog kotara zasula je ledena kiša. Pod teškim naslagama leda došlo je do prevelikih opterećenja što je prouzročilo ledolom. Po prvi puta nakon 90 godina i početka elektrifikacije čitavo područje Gorskog kotara ostaje bez napajanja električnom energijom. Vremenske neprilike dovele su do najveće štete na distribucijskoj mreži HEP ODS-a u mirnodopskom razdoblju od osamostaljenja Hrvatske. Nastala šteta mjerila se u desecima milijuna eura. Oštećeno je više od 1500 kilometara vodova svih naponskih nivoa te oko 400 transformatorskih stanica, a na obnovi mreže radilo je više od 350 zaposlenika HEP-a iz cijele Hrvatske. Uz pokrenuti program kabliranja i automatizacije mreže, do danas je na tom području kablirano više od 70% 20kV mreže te više od 40% niskonaponske mreže.

Obzirom na malu potrošnju na području Gorskog kotara, dugačke izvode te činjenicu da je veliki dio mreže sada podzemni, dolazi do osjetne prisutnosti kapacitivne jalove energije te posljedično i do previsokih napona. Naponske se prilike dodatno pogoršavaju povećanjem obnovljivih izvora energije, a spomenuto kapacitivno opterećenje se dalje prenosi prema pojnim 110/x kV transformatorskim stanicama. Novim analiziranjem mreže (Slika 9) i tokova snaga, dolazi se do zaključka da se ugradnja kompenzacijskih prigušnica pokazuje kao prihvatljivo rješenje za stabiliziranje sustava unutar odgovarajućih vrijednosti. Slika 9 prikazuje samo dijelove mreže na kojima je izvršen iznimno kompleksan proračun kako bi se dokazala financijska opravdanost ugradnje kompenzacijskih prigušnica.



Slika 9 – dio modela mreže
Izvor: [4]

Ugradnjom kompenzacijskih prigušnica cilj je uravnotežiti jalovu energiju stvorenu u dugačkoj SN kabelskoj mreži, a time omogućiti veći prijenos radne snage te omogućiti prihvat dodatne proizvodnje u mrežu bez narušavanja stabilnosti.

5. ZAKLJUČAK

Projekti pametnih mreža ključna su komponenta europske strategije prema energetskoj budućnosti s niskim udjelom ugljika. Pravedna raspodjela kratkoročnih troškova i dugoročnih koristi među različitim dionicima preduvjet je za smanjenje neizvjesnosti i poticanje ulaganja. Projekt GreenSwitch sveobuhvatan je projekt pametnih mreža s velikim brojem različitih komponenti opreme, karakteriziran visokim početnim troškovima, ali i dugoročnim prednostima. Financijska analiza je pokazala da projekt stvara dovoljnu neto korist iz perspektive investitora za financiranje gotovo polovice vrijednosti ulaganja. Visoki investicijski troškovi projekta za sadašnje gospodarske okvire u Hrvatskoj, Sloveniji i Austriji impliciraju da se puni troškovi projekta ne mogu opravdati povećanjem mrežne tarife, osim ako se ne odgode druga potrebna ulaganja. Djelomična ili postupna implementacija različitih tehnoloških komponenti projekta ne bi omogućila ostvarenje sinergijskih koristi i pozitivnih vanjskih učinaka koje donosi njihova inovativna istovremena prekogranična primjena. Uz pomoć sredstava iz EU, koja su ključna za ovaj projekt, postiže se značajan utjecaj na jačanje elektroenergetskog sustava Europe.
Iz konteksta HEP ODS-a, glavni benefiti GreenSwitch projekta su povećanje kapaciteta za distribuirane obnovljive izvore, omogućavanje integracije novih opterećenja u mreži, optimiziranje ulaganja u mrežu, poboljšanje kvalitete opskrbe, poboljšanje osmotrivosti distribucijske mreže te optimalno korištenje infrastrukture.

LITERATURA

[1] www.greenswitchproject.eu
[2] www.cinea.ec.europa.eu
[3] Pirić D, 2023, „Iskustva u implementaciji i razvoju projekata pametnih mreža“, HRO CIGRE seminar
[4] Kruljac D, Antonić A, 2018, „Razmatranje rješenja smanjenja visokih napona uzrokovanih kabliranjem mreže i malom potrošnjom“, 6.(12.) savjetovanje HO CIRED
[5] GreenSwitch PCI application document
[6] www.energy.ec.europa.eu

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-09

NOVORAZVIJENO SOFTVERSKO RJEŠENJE ZA POTREBE NISKONAPONSKIH ANALIZA

NEWLY DEVELOPED SOFTWARE SOLUTION FOR LOW-VOLTAGE ANALYSES

Zoran Cico, JP Elektroprivreda BiH d.d. – Sarajevo, Bosna i Hercegovina
Amer Aščerić, JP Elektroprivreda BiH d.d. – Sarajevo, Bosna i Hercegovina
Alma Cico, JP Elektroprivreda BiH d.d. – Sarajevo, Bosna i Hercegovina

KRATAK SADRŽAJ

Isporuka električne energije predstavlja servis koji mora zadovoljiti kvalitativne kriterije postavljene pred Operatora Distributivnog Sistema (ODS). Pored kvaliteta električne energije na tačkama isporuke, brojne su tačke u distributivnoj mreži na kojima je potrebno pratiti energetske prilike. Kako je preskupo, ili bolje reći, nemoguće, da se do potrebnog dođe pomoću mjerenja, energetske prilike niskonaponske (NN) distributivne mreže trebaju biti dovoljno precizno estimirane. Osim kvaliteta električne energije, ODS mora da osigura kontinuitet isporuke, što podrazumijeva da se svaki segment niskonaponske mreže mora analizirati sa stanovišta sigurnosti. S tim u vezi, nameće se potreba informatičke podrške u procesima navedenih niskonaponskih analiza. Ovaj rad opisuje značaj, potrebu i gotovo sve segmente niskonaponskih analiza kroz prednosti novorazvijenog softverskog rješenja.

Ključne riječi: Niskonaponske analize, Kvaliteta električne energije, Sigurnost niskonaponskih mreža, GIS, Integracije, Python

ABSTRACT

The supply of electricity is a service that must meet the qualitative criteria that Distribution System Operator (DSO) took in its obligations. In addition to the power quality at the delivery points, there are numerous points in the distribution network where energy conditions need to be monitored. As it is too expensive, or better said, impossible, to achieve that by measurements, the energy conditions of the low-voltage (LV) network should be sufficiently accurately estimated. In addition to the power quality, the DSO has to ensure continuity of delivery, which implies that each segment of the low-voltage network must be analyzed from the safety point of view. Therefore, there is a need for IT support in the processes of the mentioned low-voltage analyses. This paper describes the importance, need, and almost all segments of low-voltage analysis through the advantages of the newly developed software solution.

Key words: Low-voltage analyses, Power quality, Safety of low-voltage networks, GIS, Integrations, Python

Zoran Cico, z.cico@epbih.ba,
Amer Aščerić, amer.asceric@epbih.ba,
Alma Cico, a.cico@epbih.ba

1. UVOD

1.1 Niskonaponske mreže

Elektroenergetski sistem se sastoji od mnogo segmenata i svaki od njih mora doprinositi sigurnoj i pouzdanoj isporuci električne energije propisane kvalitete. Osim zahtjeva za isporukom električne energije potrošačima, ODS se suočava sa sve većim brojem proizvođača električne energije, kao i zahtijeva za novim priključenjima na elektrodistributivni sistem (EDS). Iz tih razloga potrebna su znatna ulaganja u EDS, a posebnu u NN mrežu kao segment koji masovno povezuje proizvođače i potrošače, te je vrlo bitna karika elektroenergetskog lanca [1].

NN mreža mora pokriti gotovo cijeli teritorij jedne zemlje, tj. doprijeti do svih NN potrošača i NN proizvođača. Mora obezbijediti dovoljan kapacitet koji može zadovoljiti svaku snagu, uključujući i vršne zahtjeve. A uz to sve, mora biti pouzdana, sigurna i raspoloživa, kako potrošačima tako i proizvođačima [2].

1.2 Potreba za energetskim analizama u niskonaponskoj mreži

Kako bi se zadovoljili svi zahtjevi postavljeni pred NN mrežu, potrebno je održavati postojeću i planski graditi novu mrežu. Takvo upravljanje mrežom podrazumijeva pripremu podataka i analize trenutnog stanja mreže, te predviđanje razvoja i potrošnje praćeno analizama koje će rezultirati optimalnim strukturiranjem mreže za buduća stanja [3].

Kada se na jednom mjestu imaju svi neophodni podaci (trenutna i planirana konfiguracija mreže, podaci o potrošnji i proizvodnji, zahtjevi za priključenje i izmjenu snage, urbanistički planovi i dr.), te neophodni softverski alati, moguće je analizirati NN mrežu sa stanovišta energetskih prilika i sigurnosti.

Javno Preduzeće Elektroprivreda Bosne i Hercegovine (JP EP BiH) je prije 12 godina, kroz implementaciju korporativnog Geografskog Informacionog Sistema (GIS) obezbijedila softversku infrastrukturu za ažurno vođenje gotovo svih elemenata, kako srednjenaponske (SN) tako i NN mreže [4]. Ažuriranje GIS baze tehničkih podataka se vrši svakodnevnu po principu da se podatak ažurira na mjestu nastanka izmjene, od strane osobe koja je svjedočila izmjeni, neposredno nakon nastanka izmjene. Napornim radom, trenutna ažurnost NN mreže iznosi zavidnih 97%.

Pored postojanja GIS-a, JP EP BiH ima uspješno implementiran i Distributivni Informacioni Sistem za Priključenja (DISP) koji upravlja zahtjevima za priključenja i povećanje snaga, kako potrošača tako i proizvođača. Dodatno, nabavkom katastarskih podloga od Federalne Geodetske Uprave (FGU) svi neophodni podaci za NN analize su obezbijeđeni.

Jedini preostali dio slagalice jeste alat za estimaciju energetskih i sigurnosnih prilika. Kako bi obezbijedila navedeno, JP EP BiH se odlučila na razvoj SW (SoftWare) rješenja vlastitim snagama. Ta odluka je donesena iz razloga što samo vlastiti razvoj može obezbijediti dovoljno fleksibilno i nadogradivo rješenje koje će se inkorporirati u postojeći GIS, te integrisati sa DISP-om i ostatkom IT sistema kompanije [4].

Kao rezultat, kompanija je dobila novorazvijeno softversko rješenje koje omogućava modeliranje i analizu NN mreže uz povećanje produktivnosti uposlenika koji rade na projektima razvoja, održavanja i zaštite mreže.

2. SOFTVERSKO RJEŠENJE ZA POTREBE NISKONAPONSKIH ANALIZA

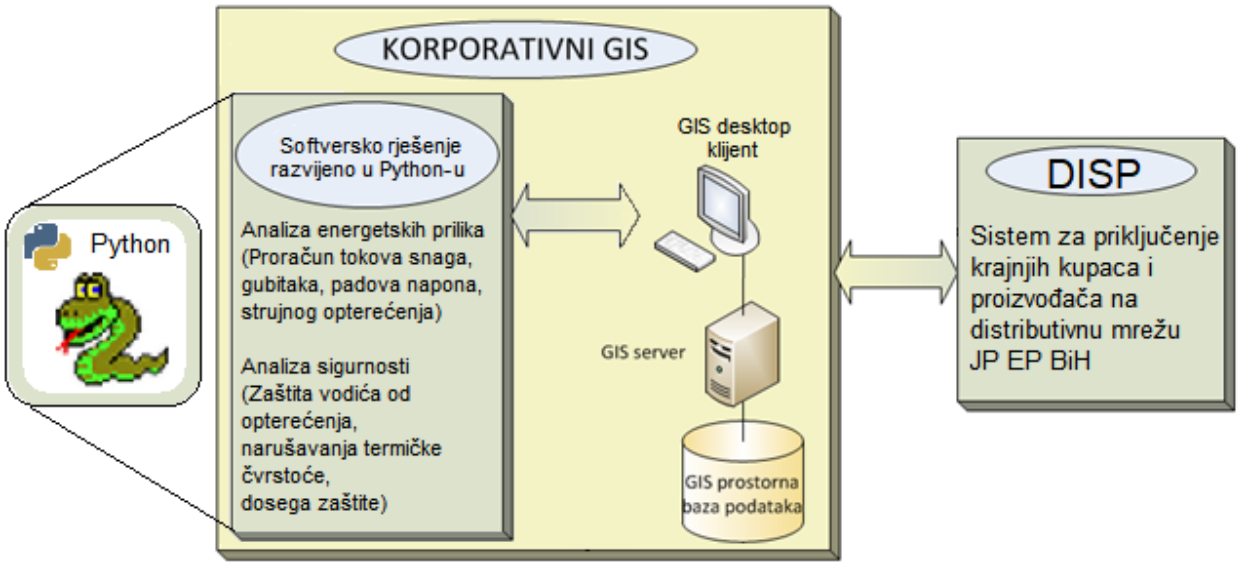
2.1 Razvoj softvera

Unutar JP EP BiH, kao jedan od GIS desktop korporativnih softvera, se koristi Quantum GIS (QGIS). Navedeni GIS desktop klijent korisnici već 10-ak godina upotrebljavaju za izradu skica tehničkih rješenja izgradnje nove i/ili optimizacije postojeće mreže. QGIS, kroz svoj bogat API (Aplikacijsko Programerski Interfejs), dozvoljava automatizaciju i razvoj ekstenzija, što je omogućilo da se softversko rješenje za mrežne analize inkorporira unutar korporativnog GIS-a [5].

Naime pomoću Python programskog jezika kreirani su potrebni Plug-ini, makro-i i skripte koje omogućavaju klijentima učitavanje željenih dijelova mreže u realnom vremenu, njihovo analiziranje sa aspekta energetskih prilika i sigurnosti, te automatizirano kreiranje naprednih izvještaja. Novokreirano rješenje je nazvano NNA (niskonaponske analize).

Kako je riječ o besplatnom softveru, te se licence za NNA neće plaćati, alat je dostupan svim uposlenim koji rade na izdavanju energetskih saglasnosti, te uposlenim koji rade na projektima razvoja, održavanja i zaštite NN mreže. Nadalje, većina uposlenih, već duže vrijeme, vrlo dobro poznaje rad u QGIS-u, pa je korisničko „saživljavanje“ sa softverom trajalo svega par korištenja.

Kao što prikazuje slika 1., novorazvijeno softversko rješenje razvijeno je u Python programskom jeziku, inkorporirano u korporativni GIS i povezano sa Sistemom za priključenje krajnjih kupaca i proizvođača na distributivnu mrežu JP EP BiH.



Slika 1. Pozicija novo-razvijenog softverskog rješenja unutar dijela korporativne arhitekture

2.2. Estimacija energetskih prilika

Za estimaciju energetskih prilika NN odlaza korištena je metoda zasnovana na proračunu tokova snaga. A algoritam kojim je implementirana je "nazad-nazad-naprijed-nazad" [6].

Algoritam se sastoji od četiri koraka kako slijedi:

I. Korak nazad zbog proračuna tokova snaga
II. Korak nazad zbog proračuna gubitaka
III. Korak naprijed zbog proračuna padova napona
IV. Korak nazad zbog proračuna strujnog opterećenja

Osim što je potrebno napraviti estimaciju energetskih prilika, tj. proračunati snage, napone i struje koje egzistiraju unutar odlaza, potrebno je i analizirati adekvatnost transformatora koji napaja predmetno transformatorsko područje. U narednim poglavljima dat je pregled implementiranih analiza vezanih za energetske prilike.

2.2.1. Analiza adekvatnosti transformatora

Provođenje analize adekvatnosti transformatora kod SN/NN transformatorskih stanica (TS) zahtjeva podatke o vršnom opterećenju NN mreže koju napaja transformator, snazi konkretnog transformatora (Sn), te faktorima rezerve ($r_{rezerve}$) i dopuštenog preopterećenja ($r_{preopterećenja}$) transformatora.

Vršno opterećenje NN mreže se sastoji od vršnog opterećenja svih domaćinstava, te vršnog opterećenja sve ostale potrošnje koju napaja transformator [7].

Za izračun vršnog opterećenja svih domaćinstava u NNA je implementirana Rusc-ova formula, kojom se vršno opterećenje grupe domaćinstava određuje na osnovu reprezentativne vrijednost vršnog opterećenja domaćinstva i broja domaćinstava unutar grupe. Izraz po kojem se vrši proračun je dat relacijom 1.

$$P_{vogd} = P_{v1}\left(f_{\infty} n + (1 - f_{\infty})\sqrt{n}\right) \quad (1)$$

P_{vogd} – snaga vršnog opterećenja grupe domaćinstva
P_{v1} – snaga vršnog opterećenja domaćinstva
n – ukupan broj domaćinstava
f_{∞} – faktor istovremenosti

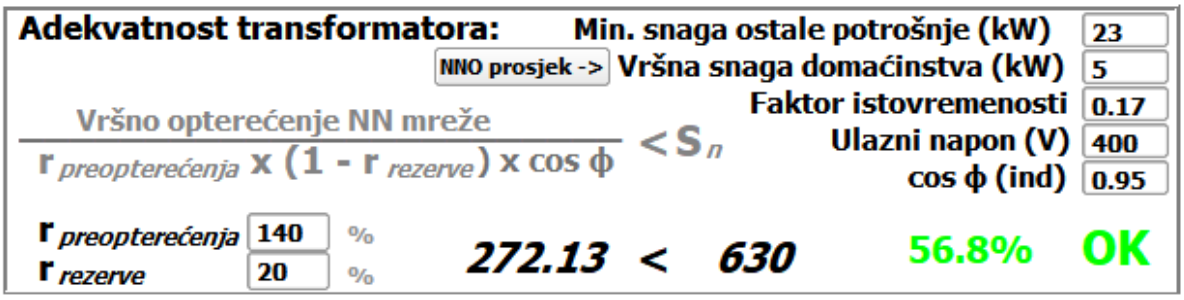
S druge strane vršno opterećenje sve ostale potrošnje računa se kao suma vrijednosti priključnih snaga pojedinih mjernih mjesta ostale potrošnje (faktor istovremenosti koji se koristi jeste 1), ukoliko je ona veća od minimalne snage ostale potrošnje. Sumarno, vršno opterećenje NN mreže se računa prema izrazu datom u relaciji (2).

$$P_{voNNm} = P_{vodg} + \sum P_{ost} \qquad \begin{matrix} P_{voNNm} - \text{snaga vršnog opterećenja NN mreže} \\ P_{ost} - \text{vršna snaga ostale potrošnje} \end{matrix} \qquad (2)$$

Slika 2 predstavlja ekran iz NNA putem kojeg korisnik definiše ulazne parametre za proračun:

- Minimalna snaga ostale potrošnje predstavlja granicu snage ispod koje se primjenjuje Rusc-ova formula za određivanje opterećenja. Za svako mjerno mjesto priključne snage iznad zadane „Min. snage ostale potrošnje“ u proračunu se koristi priključna snaga.
- Vršna snaga domaćinsta predstavlja parametar P_{v1} korišten u relaciji 1
- Faktor istovremenosti
- Ulazni napon predstavlja napon na sekundaru transformatora
- cosΦ predstavlja faktor snage potrošača na analiziranom području
- faktor rezerve transformatora
- faktor dopuštenog preopterećenja transformatora

Svi parametri na ovom ekranu imaju default-ne vrijednosti koje korisnik može mijenjati. Vrijednosti opterećenja i faktora snage dobivene na ovaj način se dodjeljuju svim potrošačima, osim ukoliko za pojedine potrošače nije definisano drugačije.



Slika 2. Izgled korisničkog ekrana za analizu adekvatnosti transformatora

Na osnovu izračunate vrijednosti vršnog opterećenja NN mreže i izraza prikazanog na slici 2. određuje se minimalna potrebna snaga transformatora, te se vrši poređenje sa snagom transformatora koji napaja analizirano područje (podatak iz GIS-a) u cilju provjere adekvatnosti transformatora. Kao rezultat proračuna prikazuje se procenat rezerve kapaciteta transformatora.

2.2.2. Proračun tokova snaga niskonaponskog odlaza

Za proračun tokova snaga NN odlaza najprije treba odrediti reprezentativno vršno opterećenja grupe domaćinstva. Za razliku od poglavlja 2.2.1. gdje se određivala navedena vrijednost na nivou cijelog trafopodručja, u ovom slučaju, ista će se računati samo za odabrani NN odlaz [7].

Nakon što je izračunata snaga za grupu domaćinstava i ista raspoređena na pojedina mjerna mjesta, slijedi prvi korak ***nazad*** u kojem se zbrajaju snage po granama počevši od grana na koje su priključeni potrošači krećući se prema izvornom čvoru, tj. TS. Kada je na grani priključena ostala potrošnja zbraja se vrijednost instalisane snage, dok se za generatore zbraja negativna vrijednost snage generatora.

Naravno, u istom koraku se računaju i zbrajaju reaktivne snage prema izrazu datom u relaciji (3).

$$Q_{MM} = P_{MM}\tan(\Phi) \qquad \begin{matrix} P_{MM} - \text{aktivna snaga mjernog mjesta} \\ Q_{MM} - \text{reaktivna snaga mjernog mjesta} \\ \varphi - \text{faktor snage mjernog mjesta} \end{matrix} \qquad (3)$$

2.2.3. Proračun gubitaka niskonaponskog odlaza

Nakon prvog koraka nazad slijedi drugi korak nazad. U ovom koraku se računaju gubici po granama, također počevši od grana na koje su priključeni potrošači/generatori krećući se prema TS. Gubici aktivne snage se računaju prema izrazu datom u relaciji (4).

$$P_{gi} = \frac{3R_i(P_i^2 + Q_i^2)}{U_n^2}$$

P_{gi} – snaga gubitaka i-te dionice
R_i – direktna radna otpornost i-te dionice
P_i – aktivna snaga po fazi i-te dionice
Q_i – reaktivna snaga po fazi i-te dionice
U_n – nazivni napon (4)

Unutar izraza (4) vrši se množenje sa konstantom '3' iz razloga što su u izrazu date snage po fazi a računaju se ukupni gubici trofaznog sistema. Bitno je naglasiti da trenutna verzija NNA pretpostavlja simetriju na sve tri faze.

Gubici reaktivne snage se računaju po izrazu (5).

$$Q_{gi} = \frac{3X_i(P_i^2 + Q_i^2)}{U_n^2}$$

P_{gi} – snaga gubitaka i-te dionice
X_i – direktna reaktansa i-te dionice
P_i – aktivna snaga po fazi i-te dionice
Q_i – reaktivna snaga po fazi i-te dionice
U_n – nazivni napon (5)

Izračunate vrijednosti gubitaka aktivne i reaktivne snage se zbrajaju po granama sa već izračunatim vrijednostima aktivne, odnosno, reaktivne snage kako bi se došlo do ukupnog opterećenja.

2.2.4. Proračun padova napona niskonaponskog odlaza

Nakon dva koraka nazad softver je proračunao tokove snaga. Imajući te podatke na raspolaganju softver pravi korak ***naprijed*** u kojem računa napone po čvorovima počevši od TS krećući se prema priključenim potrošačima/generatorima.

Izraz prema kojem se računa procentualni pad napona dat je relacijom (6).

$$\Delta u\% = \frac{100}{U_n^2}\left(\sum_i P_i R_i + \sum_i Q_i X_i\right)$$

Δu% – procentualni pad napona (6)

Unutar ovog koraka se vrši i proračun struja jednopolnog i tropolnog kratkog spoja za svaku tačku datog odlaza. Više o primjeni proračuna se može naći unutar poglavlja 2.3.2 Sigurnosni kriteriji unutar kriznog (poremećenog) stanja.

2.2.5. Proračun strujnog opterećenja niskonaponskog odlaza

Za proračun strujnog opterećenja NN odlaza, softver mora ponovo napraviti korak nazad. Najprije se izračuna vrijednost struje unutar rubnih dionica koje napajaju potrošače/generatore, a zatim se te vrijednosti kumulativno prenose do izvorišta, tj. TS [7]. Kada su na dionicama priključeni generatori, vrijednosti struja se računaju sa negativnim predznakom.

Izraz prema kojem se računaju struje unutar rubnih dionica je dat relacijom (7).

$$I_{rd} = \frac{\sqrt{P_{rd}^2 + Q_{rd}^2}}{\sqrt{3}U_{nkrd}}$$

P_{rd} i Q_{rd} – aktivna i reaktivna snaga rubne dionice
U_{nkrd} – linijski napon na kraju rubne dionice
I_{rd} – struja unutar rubne dionice (7)

Kada se napravi kumulativni račun struja od svakog potrošača/generatora do TS, vrijednost struje unutar dionice na koju je priključena TS predstavlja ukupno strujno opterećenje NN odlaza. Napomena, za NN ćelije sa više izvoda vrijednosti struja od svakog izvoda će se sabrati.

2.3 Analize sigurnosti NN mreže

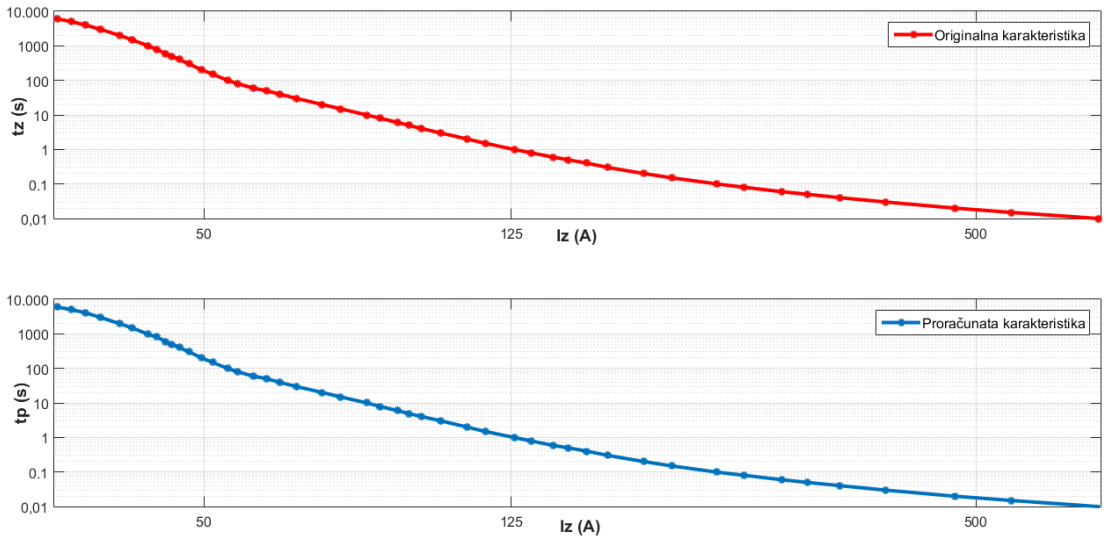
Pored poznavanja energetskih prilika, bitno je poznavati koliko je sigurna, tj. zaštićena NN mreža. Pored ostalih zašita, NN odlazi se štite od preopterećenja i kratkih spojeva, a isto se radi pomoću trafostaničnih i linijskih osigurača/prekidača.

JP EP BiH kao zaštitine uređaje za NN odlaze koristi topljive osigurače sa vremenski zavisnim zaštitnim karakteristikama (Veličina od 00 do 3; Napona 500 V; Struja od 25 do 630; Tipa NH**:** Karakteristika gG).

Na osnovu kataloških I/t krivulja osigurača, snimljeno je 50 vrijednosti struja svakog osigurača, a vremena pregaranja su pohranjene u odgovarajuće vektore unutar MATLAB-a, u kojem su pomoću modula *Curve Fitting* kreirane

odgovarajuće polinomijalne funkcije koje vjerodostojno predstavljaju analizirane krivulje (Suma kvadrata odstupanja - SSE : 0,002048;. Korijenska srednja kvadratna greška RMSE: 0,009436).

Na slici 3. prikazana je komparacija originalne i proračunate karakteristike za osigurač veličine 00 i nazivne struje od 125 A, respektivno.



Slika 3. Originalna i proračunata karakteristika za topljivi osigurač, veličina: 00, struja: 125 A

Digitalizacijom predmetnih I/t krivulja omogućena je analiza pravilnog odabira vodiča i osigurača, sa aspekta vršnih i nazivnih struja, te kriterija termičke čvrstoće i dosega zaštite za svaku tačku u analiziranom sistemu.

2.3.1 Sigurnosni kriteriji unutar normalnog pogonskog stanja

Kako se vrijednosti strujnih opterećenja u svim dionicama ranije izračunata (vidjeti 2.2.5. Proračun strujnog opterećenja niskonaponskog odlaza) moguće je izvršiti provjeru adekvatnosti osigurača i vodiča.

Naime, vršno strujno opterećenje na mjestu gdje se nalazi osigurač mora biti manje od nazivne struje prorade osigurača, a sa druge strane, nazivna struja osigurača mora biti manja od nazivne struje vodiča na kojem se osigurač nalazi, odnosno vrijedi relacija (8).

$$I_{vršno} < I_{n(osigurač)} < I_{n(vod)} \tag{8}$$

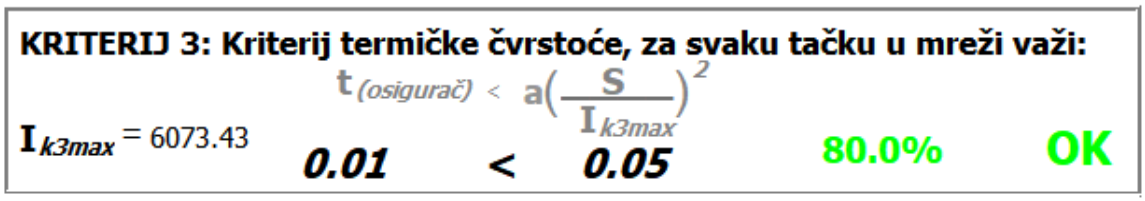
Ova dva kriterija osiguravaju da je vodič zaštićen, a da osigurač, bilo trafostanični, bilo linijski, ne isključuje štićeni dio NN mreže za vrijeme normalnog pogonskog stanja [7].

Ukoliko prilikom izbora osigurača nije osigurana selektivnost (U skladu sa IEC 60269-2 i IEC TR 60269-5 sa faktorom sigurnosti 1,6:1) NNA će korisniku izdati odgovarajuće upozorenje.

2.3.2 Sigurnosni kriteriji unutar kriznog (poremećenog) stanja

Kroz ranije korake (vidjeti 2.2.4. Proračun padova napona niskonaponskog odlaza) se provodi proračun jednopolnih i tropolnih struja kratkog spoja za svaku tačku analizirane mreže. Na osnovu digitalizovanih I/t karakteristika osigurača, moguće je ocijeniti ispunjenost kriterija termičke čvrstoće, te kriterija dosega zaštite. Proračuni struja dvopolnih kratkih spojeva, sa ili bez zemljospoja se planiraju realizovati kroz naredne faze razvoja NNA.

Slika 4 prikazuje dio korisničkog ekrana na kojem se prikazuje rezultat provjere zadovoljenja kriterija termičke čvrstoće.



Slika 4. Izgled korisničkog ekrana za analizu ispunjenosti kriterija termičke čvrstoće

Gdje je:
- S - presjek vodiča
- I_{k3max} - struja kratkog spoja
- a - konstanta ovisna o materijalu i izvedbi voda (Bakar: 0,013 – 0,018; Aluminij: 0,006 – 0,007)
- $t_{(osigurač)}$ - vrijeme pregaranja osigurača za vrijednost struje I_{k3max}

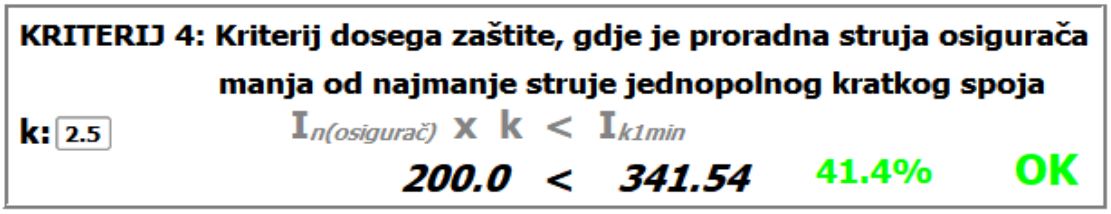
Ovaj uslov garantuje da će za vrijeme tropolnog kratkog spoja, u svakoj tački mreže, vrijeme pregaranja instaliranog osigurača biti manje od vremena potrebnog za taljenje vodiča.

Struje tropolnog kratkog spoja se računaju prema izrazu datom u relaciji (9).

$$I_{k3max} = \frac{U_L}{\sqrt{3}\sqrt{(R_T + R_{SNV} + R_{NN})^2 + (X_T + X_{SNV} + X_{NN})^2}} \quad (9)$$

U_L – linijski napon mreže
R_T, X_T, R_{SNV}, X_{SNV}, R_{NN} i X_{NN} – direktni radni i induktivni otpor transformatora na NN strani, SN voda na NN strani, te voda od TS do mjesta kratkog spoja, respektivno.

Slika 5 prikazuje dio korisničkog ekrana na kojem se prikazuje rezultat provjere zadovoljenja kriterija dosega zaštite.



Slika 5. Izgled korisničkog ekrana za analizu ispunjenosti kriterija dosega zaštite

Gdje je:
- $I_{n(osigurač)}$ - nazivna (proradna) struja osigurača
- k - sigurnosni koeficijent: 2,5 za topive osigurače; 1,25 za automatske prekidače; 0,5-1,0 za automatske prekidače sa kontrolnim članom u nultom vodiču
- I_{k1min} – minimalna izračunata struja jednopolnog kratkog spoja

Ovaj kriterij garantuje da će osigurač reagovati na jednopolni kratak spoj u bilo kojoj tački mreže, tj. njegova struja pregaranja biti manja od najmanje vrijednosti struje jednopolnog kratkog spoja pomnožene sa koeficijentom sigurnosti [7].

Struje jednopolnog kratkog spoja se računaju prema izrazu u relaciji (10).

$$I_{k1min} = \frac{\sqrt{3} \times C_1 \times U_L}{\sqrt{(2R_T + R_T^0 + 2R_{SNV} + 2R_{NN} + R_{NN}^0)^2 + (2X_T + X_T^0 + 2X_{SNV} + 2X_{NN} + X_{NN}^0)^2}} \quad (10)$$

Gdje su:
- C_1 – faktor (0,95 pri proračunu minimalnog jednopolnog KS);
- R^0_T, X^0_T, R^0_{NN}, X^0_{NN} – nulta radna i induktivna otpornost transformatora, te voda od TS do mjesta kratkog spoja, respektivno.

Bitno je naglasiti da se nulta radna otpornost i reaktansa transformatora računaju na osnovu parametara tj. tipa transformatora, dok se vrijednosti otpornosti SN mreže u tačkama TS SN/NN preračunate na NN stranu transformatora preuzimaju iz softvera za analizu SN mreže.

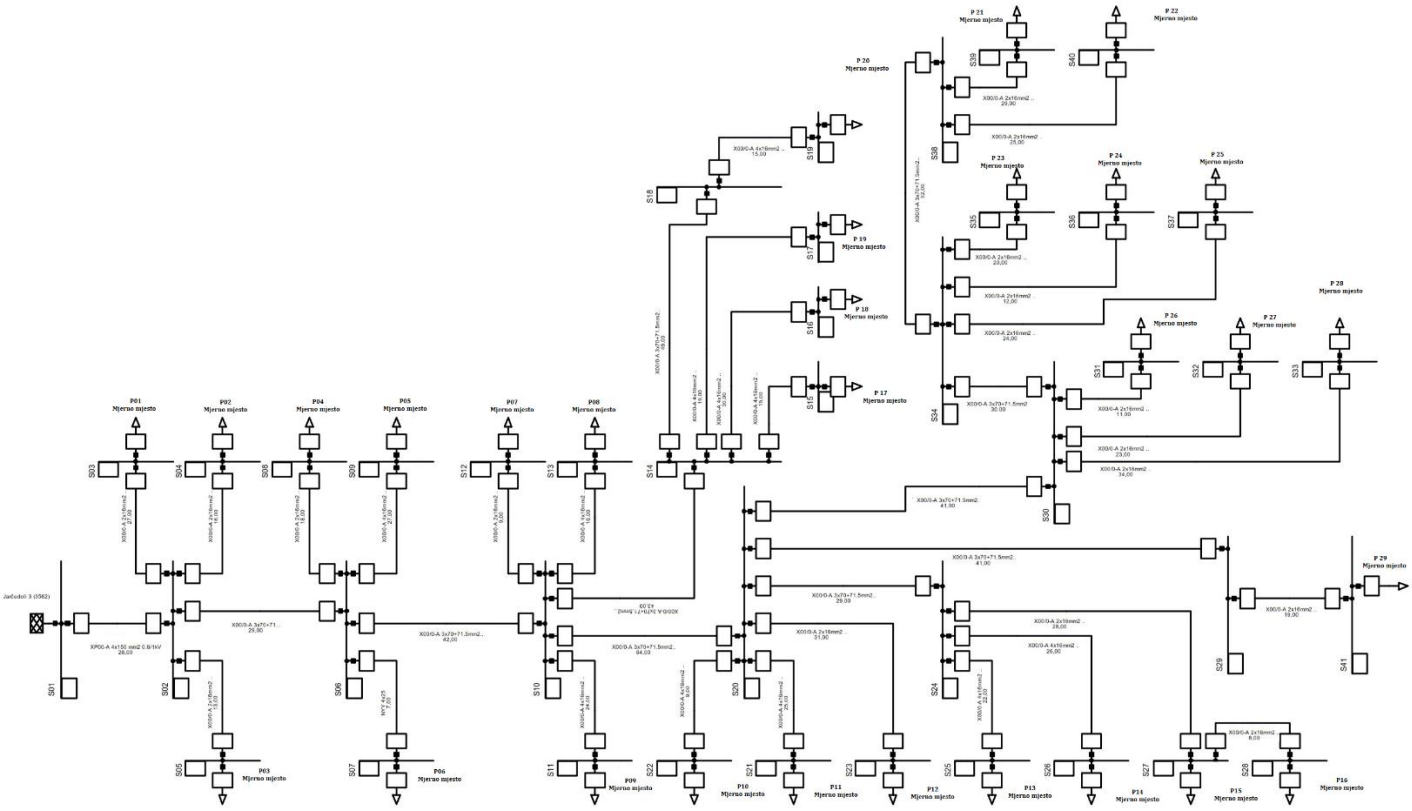
3. USPOREDBA SOFTVERSKOG RJEŠENJA SA OSTALIM KOMERCIJALNO DOSTUPNIM RJEŠENJIMA

U cilju demonstracije valjanosti metoda implementiranih unutar softvera napravljena je komparacija rezultata proračuna naponskih prilika unutar razvijenog softverskog rješenja NNA u odnosu na rezultate koji su dobijeni u programskom paketu DIgSILENT PowerFactory. U tu svrhu, testna mreža, tačnije dio trafopodručja Jarčedoli 3 (3562) – NNO 0.4 kV AB STUB LIJEVO, je modelovana u DIgSILENT PowerFactory-u.

Modelirana niskonaponska mreža se napaja preko trofaznog energetskog transformatora 10(20)/0,4 kV nazivne snage 250 kVA i sastoji se od:

- Kablovskog izlaza iz predmetne TS izvedenog kablom XP00-A 4x150 mm^2, ukupne dužine 26 m;
- Magistralnog voda izvedenog samonosivim kablovskim snopom X00/0-A 3x70+71,5 mm^2, ukupne dužine 440 m;
- Trofaznih nadzemnih priključnih vodova izvedenih samonosivim kablovskim snopom X00/0-A 4x16 mm^2, ukupne dužine 228 m;
- Monofaznih nadzemnih priključnih vodova izvedenih samonosivim kablovskim snopom X00/0-A 2x16 mm^2, ukupne dužine 347 m;
- Trofaznog podzemnog priključnog voda izvedenog kablom PP00 4x25 mm^2, ukupne dužine 7 m;

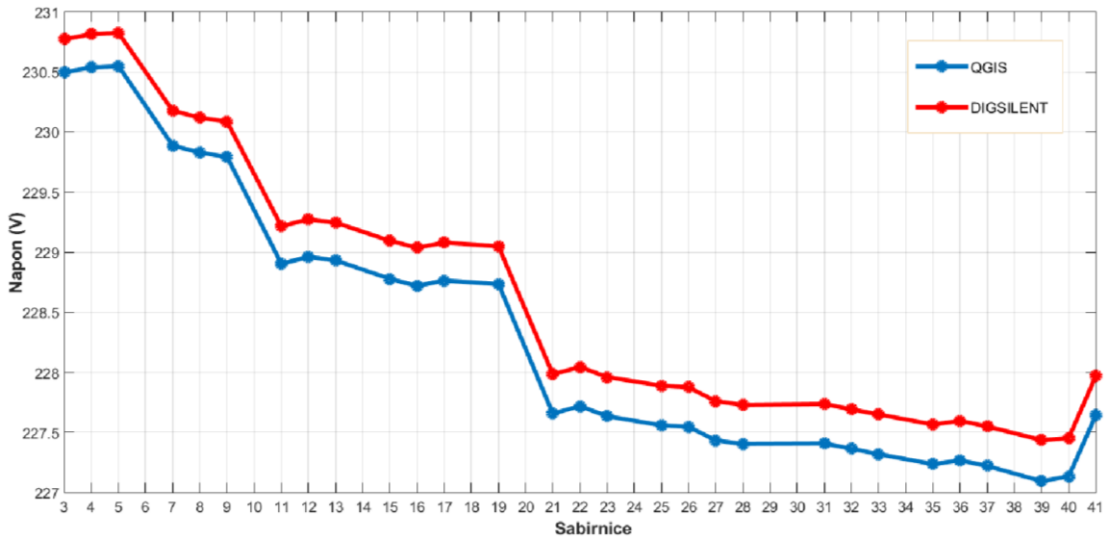
Predmetna mreža napaja ukupno 29 potrošača, od toga 5 trofaznih i 24 monofaznih potrošača, ukupno instalisane snage od 216,6 kW kao što se može vidjeti na šematskom prikazu ispod (Slika 6.)



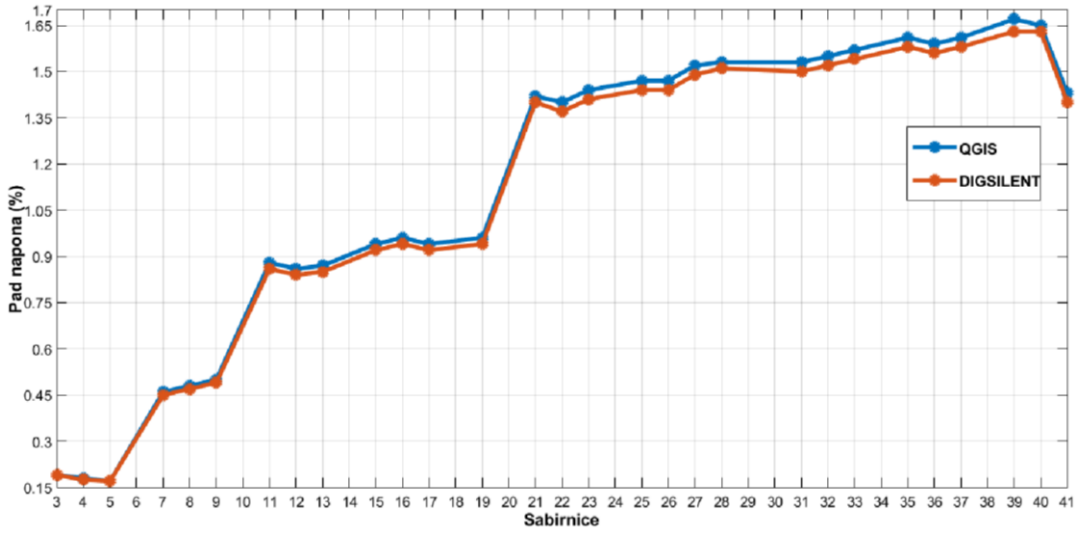
Slika 6. Analizirani NNO Jarčedoli 3 (TS 3562)

Iako nije riječ o velikom dijelu mreže, proces modeliranja mreže je zahtijevao dosta vremena, dok je novorazvijeno rješenje automatski učitalo ažurne podatke iz GIS-a u realnom vremenu.

Na slikama 7. i 8. prikazani su iznosi faznih vrijednosti napona, te procentualni padovi napona po potrošačkim sabirnicama unutar QGIS-a i DIgSILENT PowerFactory-a, respektivno.



Slika 7. Vrijednosti faznih napona



Slika 8. Procentualni padovi napona

Naponske prilike dobivene u NNA vjerno prate naponske prilike dobivene unutar DIgSILENT PowerFactory-a. Primjetno je da iznosi faznih napona u NNA konstantno imaju manje vrijednosti za približno fiksan iznos od 0,27 V do 0,34 V, odnosno od 0,12 do 0,15 %, od onih u DIgSILENT PowerFactory-u.

Procentualni padovi napona do sredine testne mreže, odnosno do sabirnice sa rednim brojem 21, imaju gotovo identične vrijednosti. Na udaljenijim sabirnicama primjetno je izvjesno odstupanje u dobivenim procentualnim padovima napona, ali koje ne prelazi 0,04 %.

4. ZAKLJUČNA RAZMATRANJA

U konzervativnim mrežama gdje krajnji korisnici samo preuzimaju električnu energiju mnogo se lakše upravlja(lo) mrežnom infrastrukturom. Danas, uslijed energetske tranzicije, te pojavom novih korisnika EDS (proizvođači, prosumer-i, storage-i, agregatori, ...), NN mreže postaju sve kompleksnije, što dodatno naglašava potrebu za provođenjem adekvatnih energetskih analiza.

Vođenje i upravljanje kompleksnom mrežom predstavlja rješavanje kompleksnih problema pri čemu se mora uključiti velika količina podataka, razmotriti mnoge činjenice, te napraviti potrebne analize. Rješavanje takvih problema, bez pomoći softverskih alata je gotovo nezamislivo.

U tu svrhu, JP EP BiH je razvila vlastito softversko rješenje koje omogućava analizu NN mreže sa stanovišta energetskih prilika i sigurnosti zahvaljujući kojem se energetske analize provode na ažurnom GIS modelu NN mreže, bez potrebe za modelovanjem trenutne ili planirane mreže. Također modelovanje novih dijelova mreže kroz NNA se spašava u GIS-u, čime se izbjegava dupla evidencija podataka i postiže adekvatnost analiza planiranog stanja. Interni razvoj NNA je omogućio izrazitu fleksibilnost u pogledu daljih dorada i integracija sa ostatkom IT sistema EPBiH.

NNA već unapređuje upravljanje postojećom NN infrastrukturom, te olakšava planiranje razvoja novih dijelova mreže. U budućnosti se planira daljnji razvoj NNA kako bi se informatički mogli podržati svi životni ciklusi projekata za izgradnju novih ili rekonstrukciju postojećih dijelova mreže.

LITERATURA

[1] C. Beard: Smart grid for dummies, John Wiley & Sons Ltd, Chichester, West Sussex, 2010.

[2] T. GONEN, *Electric power Distribution System*, New York: McGraw Hill, 1986.

[3] A. COSSI, R. Romero, *Planning and Projects of Electric Power Distribution Systems*, IEEE Transactions on Power Systems, Aug 2009.

[4] Z. Cico, A. Salihbegović, O. Gegić, J Heljić, Implementation of Enterprise GIS in Power Distribution Utilities, XXV International Conference on Information, Communication and Automation Technologies, October 29-31, 2015, Sarajevo, BiH

[5] PyQGIS developer cookbook, Release 2.8,QGIS Project,March 20, 2016

[6] S. Ghosh, D. Das. "Method for load-flow solution of radial distribution networks." IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution 146.6 (1999): 641-648.

[7] R. Goić, D. Jakus, I. Penović, "Distribucija električne energije - interna skripta", FESB, 2006

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-10

ADMS APLIKACIJA ZA LOKACIJU KVARA, IZOLACIJU MESTA KVARA I OBNAVLJANJE SNABDEVANJA ELEKTRIČNOM ENERGIJOM U DISTRIBUTIVNOM SISTEMU

ADMS APPLICATION FOR FAULT LOCATION, FAULT LOCATION ISOLATION AND RESTORATION OF ELECTRICITY SUPPLY IN THE DISTRIBUTION SYSTEM – FLISR

Vladimir Babić, Schneider Electric DMS LLC Novi Sad, Republika Srbija
Željko Živković, Schneider Electric DMS LLC Novi Sad, Republika Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Pouzdanost snabdebvanja kao i sam kvalitet postao je prioritet u distribuiranju električne energije. Razvoj softvera za nadzor i upravljanje distributivnom mrežom posredstvom SCADA i ADMS sistema obuhvata širok spektar aplikativnih rešenja. Poseban akcenat je na značaju telekomunikacione infrastrukture brzog prenosa informacija kroz medijume telekomunikacionog prenosa od kontrolno-mernog mesta do operatera u nadležnim distributivnim centrima. Značaj napredne aplikacije FLISR (Fault Location Isolation and Supply Restoration) u pronalaženju mesta kvara kao i njegovom otklanjanju a pored toga i povećanju pouzdanosti sistema je nemerljiv. Ovo rešenje doprinosi automatizaciji distributivne mreže i na taj način olakšava upravljanje operatera u kriznim situacijama. U idealnom slučaju, cemu se teži u narednom periodu, operater ce imati ulogu nadgledanja rada napredne aplikacije dok će se komande za otklanjanje kvara i restauraciju napajanja izvršavati automatski bez potrebe za ljudskom asistencijom. Prepoznat je i ogroman benefit sa stanovišta ekonomskog aspekta u skraćenju vremena bez napajanja potrošača, a samim tim i povećanje efikasnosti distributivne mreže.

Ključne reči: Automatizacija, ADMS, FLISR, SCADA, Distributivna mreža

ABSTRACT

Reliability of supply as well as quality has become a priority in electricity distribution. The development of software for monitoring and managing the distribution network through SCADA and ADMS systems includes a wide range of application solutions. Special emphasis is placed on the importance of the telecommunications infrastructure for the rapid transmission of information through telecommunications transmission media from the control and measurement point to the operators in the competent distribution centers. The significance of the advanced application FLISR (Fault Location Isolation and Supply Restoration) in finding the location of the fault as well as its elimination and, in addition, increasing the reliability of the system is immeasurable. This solution contributes to the automation of the distribution network and thus facilitates the operator's management in crisis situations. In the ideal case, which is aspired to in the coming period, the operator will have the role of monitoring the operation of the advanced application, while the commands for troubleshooting and power restoration will be executed automatically without the need for human assistance. A huge benefit from the point of view of the economic aspect was also recognized in shortening the time without power to the consumer and thus increasing the efficiency of the distribution network.

Key words: ADMS, SCADA , FLISR , Distribution Network, Automation

Vladimir Babić, Schneider Electric DMS LLC Novi Sad, Republika Srbija, vladimir.babic@se.com
Željko Živković, Schneider Electric DMS LLC Novi Sad, Republika Srbija, zeljko.zivkovic@se.com

1. UVOD

FLISR je funkcija koja u sebi sadrži niz aplikacija koje služe da se obezbedi određivanje i izolacija mesta kvara u distributivnoj mreži, kao i vraćanje napajanja potrošačima kojima je to moguće. U okviru funkcije su dostupne sledeće aplikacije:

1. Fault Location- određivanje delova mreže koji potencijalno mogu biti pod kvarom
2. Fault Localization- određivanje delova mreže koji potencijalno mogu biti pod kvarom iterativnim putem
3. Fault Isolation- izolacija mesta kvara
4. Supply Restoration-vraćanje napajanja delova mreže koji nisu pod kvarom
5. Restore to Normal State- operacije u mreži koje su potrebne kako bi se mreže vratila u normalno stanje (pre kvara)
6. Telecontrol Automatic Reclosing- ponovno vraćanje napajanja distributvne mreže u cilju čišćenja tranzijentnih kvarova

Ključno za rad FLISR funkcije je model mreže sa trenutnom topologijom (gde se dostupne i daljinski upravljive i ručne tačke) i stanje mreže (analogne tačke) u trenutku kad se kvar desio. U obzir se uzima kvalitet SCADA merenja kao i ostala eventualna ograničenja koja je korisnik uneo. FLISR se može pokrenuti ručno i dispečer nakon predloženih koraka odlučuje da li će ih ispoštovati ili će napraviti neke izmene. Sa druge strane, savremena softverska rešenja daju mogućnost da se pojedine aplikacije u okviru FLISR sekvence automatski izvršene, a ostale manuelno. Ovaj mogućnost je odlična pa tako recimo operator može odlučiti da se automatski izvrši određivanje mesta kvara i izolacija, a da on sam izvrši restauraciju napajanja. Krajnji slučaj koje FLISR dopušta je da sve aplikacije budu automatki izvršene jedna posle druge i tako se dolazi do automatske FLISR funkcije sa kojom svakako treba biti oprezan. Kod automatskog FLISR je veoma bitno šta će biti okidač za njegovo pokretanje

2. FLISR funkcionalnosti

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) “Sistem za nadzor, upravljanje i akviziciju podataka” je sistem koji služi za nadzor i upravljanje automatizovanim procesima u postrojenjima u realnom vremenu. Osnovni zadatak SCADA sistema je da prikupi podatke iz procesa i distribuira ih u nadzorne centre – dispečerske stanice. Prikupljanje podataka i upravljanje u lokalu se obavlja uz pomoć mikroprocesora raspoređenih na udaljenim stanicama. Osnovni zadatak SCADA sistema je uspostavljanje komunikacije sa telemetrijskim stanicama rasporedjenim na terenu, prikupljanje informacija, njihova obrada i prikazivanje dispečerima (obučenim korisnicima) sistema na jednostavan i razumljiv način.

Ove stanice operatori koriste za praćenje i kontrolu jedne ili više RTU (engl. Remote Terminal Unit). RTU je takođe računarski uređaj koji je obično namenjen za rad u industrijskim uslovima ili čak u ekstremnim kao što je npr. okruženje u vasioni. Njegov zadatak je da prikuplja informacije sa raznih digitalnih i analognih senzora i da prosleđuje komande uređajima koji na neki način menjaju stanje upravljanog sistema (razni step motori, generatori, releji i sl.). Za kompleksnije sisteme za njihovu realizaciju koriste razni tipovi PLC (engl. Programmable Logic Controller).

SCADA sistemi obuhvataju širok spektar opreme, podsistema i tehničkih rešenja koji omogućavaju prikupljanje i obradu podataka o procesima (udaljenim sistemima) u našem slučaju elementima distributivne mreže, i reagovanje na adekvatan način. Upravljanje procesima, u opšem slučaju, može biti automatsko ili inicirano od strane operatera. S obzirom da tema rada je aplikacija FLISR koja se oslanja na prikupljene informacije putem SCADA sa EEO pojasnićemo rad SCADA u distribuciji električne energije.

SCADA sistem pripada klasi složenih hijerarhijskih sistema sa nekoliko izdvojenih celina:

Merna oprema i izvršni organi,
Udaljeni U/I moduli,
Udaljene stanice,
Sistem za komunikaciju, i
Centralna stanica.

Da bismo vršili prikupljanje informacija potrebnih za rad SCADA u Dispečerskim centrima, EEO se automatizuju. Nakon automatizacije ugrađuje se RTU ili neki pametni uređaj koji prikuplja informacije sa elemenata EEO. Tako prikupljene informacije po de-fakto standardnim industrijskim protokolima za komunikaciju podacima kao što su Modbus, IEC *International Electrotechnical Commission protokole npr IEC 60870-5- (101, 103, 104 ...)* prosleđuju se telekomunikacionim vezama u nadređene centre. Za prenos ovih veličina u SCADA centre koriste se razni tipovi telekomunikacionih fizičkih interfejsa, od kojih zavisi brzina prenosa informacija. Najčešći fizički interfejs standardi su RS-485 & RS-232, razni tipovi Ethernet komunikacije, GPRS, Radio sistemi AMS…

Podaci nakon prikupljanja i obrade su telemetrisane tačke i prosleđuje se tzv ***SCADA serverima***. Ovo predstavlja spregu između pogona i aplikativnog dela za krajnjeg korisnika. Ovaj složeni serverski sistem sadrži računare na kojima se vrši prilagođavanje podataka prikupljenih iz procesa / pogona za finalni prikaz.

Na ovim računarima su smešteni baze podataka za dinamizaciju prikaza na **HMI** računarima, algoritmi za obradu prispelih informacija, sistemi za arhiviranje podataka...

HMI/MMI sistem *Human Machine Interface-a / Man Machine Interface-a* koji predstavlja vezu između operatera (čoveka) u nekom procesu i samog procesa. To je način na koji operater može nadzirati i kontrolisati proces.
Hardverski predstavljaju veoma napredne industrijske računarske sisteme kojima je veoma važna brza , pouzdana i ispravna komunikacija sa ostatko sistema.
Ovo je bila pojašnjena uloga SCADA i njenih osnovnih celina kojima ćemo se još pozabaviti u drugim segmentima ovog rada.

2.1 Fault Location

Skraćenica FL označava Fault Location, što bi u prevodu značilo određivanje mesta kvara. Koristi se da odredi najmanji mogući deo voda koji sadrži sekciju pod kvarom koristići odgovarajuće metode. Aplikacija uzima u obzir različite zaštitne uređaje koji reaguju u slučaju kvara. Svi dostupni uređaji mogu se iskoristiti: lokatori kvara, uređaji koji snimaju kvar, releji, reklozeri,...Značajnu ulogu u poboljšanju rada aplikacije igra SCADA sa svojim merenjima struje u realnom vremenu.

Početna tačka za aplikaciju FL je zaštitni uređaj koji je odreagovao kada se desio kvar. Na srednjenaponskim izvodima to je obično prekidač ili reklozer. FL aplikacija može raditi u sklopu cele FLISR sekvence, ali se može koristiti i nezavisno. Aplikacija će na osnovu ulaznih parametara mreže, merenja u mreži i aktuelnim stanjima uređaja dati najbolju moguću procenu mesta kvara nizvodno od zaštitnog uređaja koji je odreagovao. Koristeći se rezultatima FL ekipa na terenu će moći znatno brže da odredi mesto kvara i na taj način optimizuje vreme i resurse. Ukoliko su parametri mreže verodostojni, a merenja pouzdana, FL će dati veoma prezicnu mikrolokaciju kvara.

Postoji više metoda na osnovu kojih FL može raditi, a ovde će biti spomenuta najčešća dva.

2.1.1 Fault Indicator Method

Ovaj metod se standardno koristi pri primeni automatskog FLISR . Zasnovan je na posebnim uređajima koji se zovu indikatori kvara. Ovi uređaji su u mogućnosti da detektuju kvar u distributvnoj mreži i opciono imaju mogućnost da izmere struju kvara. Što je veći broj indikatora kvara u mreži to su sekcije sa potencijalnim mestom kvara manje. Ukoliko pak indikatori kvara ne postoje na vodu, onda je ceo izvod potencijalno mesto kvara i kvar se ne može odrediti pomoću ove metode. Pojedine softverske implementacije daju razne mogućnosti gde se proveraju u kakvom su stanju signali koji šalju indikatori kvara, tj. proverava se njihova verodostojnost. Indikatori zapravo funkcionišu tako što šalju signal ON ako je struja kvara prošla kroz njih. U suprotnom će poslati signal OFF. Princip rada se zasniva na tome da se proverava status signala na indikatorima duž dalekovoda i sekcija pogođena kvarom će biti ona koja je smeštena između poslednjeg indikatora sa statusom ON i prvog sa statusom OFF. Ako se desi da i poslednji indikator na izvodu ima status ON, to znači da se kvar nalazi negde između njega i kraja voda. Drugi ekstremni slučaj je da svi indikatori imaju status OFF i to je pokazatelj da je kvar između uređaja koji je reagovao i prvog indikatora. Postoje razne opcije kako se može prevazići ako se ustanovi kontradiktornost između indikatora, ali o tome neće biti reči u ovom radu.

2.1.2 Fault Current Method

Ova metoda se može koristiti i u ručnom režimu i u tom slučaju operator ručno unosi vrednost struje kvara. Međutim, prava vrednost ove aplikacije je kada se merenja sa SCADA-e automatski uzimaju u obzir. Ideja je da se lokacija kvara odredi na osnovu izmerene stuje kvara. Izuzetno je bitno da topologija mreže u aplikaciji verodostojno odslikava stanje na terenu kako bi rezultati bili pouzdani. Princip rada je simulacija kvara na pojedinim delovima izvoda i poređenje sa stvarnom izmerenom strujom kvara. Tako se potencijalna lokacija kvara sužava malo po malo i na kraju se izračunava mikrolokacija kvara sa određenom greškom. Ako postoji grananje na fideru onda će biti više potencijalnih mesta kvara i aplikacija će dati sva ta mesta sa određenom verovatnoćom. Pojedina softverska rešanja daju mogućnost da se ove dve metode istovremeno koriste uzimajući u obzir težinske faktore koje operator može definisati.

2.2 Fault Isolation

Fault Isolation predstavlja izolaciju mesta kvara, odnosno izolaciju elemenata distributivne mreže. Aplikacija se može koristiti u dva slučaja:

1. Izolacija elementa koji je u kvaru ili izolacija dela voda koji sadrži element u kvaru.
2. Izolacija elementa pri planiranim radovima u distributivnoj mreži- tada je potrebno da se uradi izolacija pri redovnom održavanju opreme u mreži.

Kada FI aplikacija radi u okviru FLISR sekvence od interesa je prvi slučaj pa će se njemu posvetiti pažnja u nastavku dok o drugom slučaju neće biti reči.
Cilj FI je da se izoluje minimalni deo mreže koji sadrži element u kvaru jer će na taj način omugućiti da se kasnije vrati napajanje što većem broju potrošača. Ulazni parametar je element koji je potrebno izolovati od ostatka distributivne mreže. Moguće je manuelno izabrati taj element i pokrenuti aplikaciju. Tako se može izabrati dalekovod, prekidač, rastavljač, osigurač i drugi elementi u distributivnoj mreži. Međutim, od znatno većeg interesa je koristiti FI u sklopu FLISR funkcije i tada će ulazni podatak zapravo biti rešenje aplikacija FL i/ili FLL. Dakle, FI može odmah uzeti u razmatranje element do kojeg je došla aplikacija FL (i/ili FLL) svojim izvršenjem. Od izuzetne važnosti je da korisnik može izabrati koji uređaji će biti korišćeni za izolaciju pa se tako može odlučiti da to budu samo daljinski upravljivi uređaji (koristi se kod automatskog FLISR) ali i uređaji koji to nisu ako recimo postoji veći broj ekipa na terenu. Princip rada je da se krene od elementa koji je potrebno izolovati i da se u svim pravcima pretraže najbliži uređaji koji to mogu učiniti. Kao što je već pomenuto, korisnik bira koji će to tipovi uređaja biti i na taj način direktno utiče na rad aplikacije. Ukoliko se desi da je potrebno izolovati dva elementa na istom dalekovodu tada će se formirati zajednička oblast i oba elementa će biti izolovana. Ako se pak desi da je potrebno izolovati dva elementa koji nisu na istom izvodu, tada će se aplikacija izvršiti po principu izvod po izvod.
Krajnji rezultat aplikacije je je lista uređaja nad kojima je potrebno uraditi neke operacije kako bi se izolovalo mesto kvara. Automatsko izvršenje aplikacije FI u okviru sekvence automatskog FLISR može biti izvršeno samo za daljinski upravljive uređaje. U suprotnom, može se uz asistenciju ekipe na terenu ići sa opcijom manuelnog izvršenja aplikacije. Dodatno, mogu se obeležiti uređaji koji nemaju dobar kvalitet komunikacije ili oni sa kojima se ne može fizički manipulisati i onda će oni biti izostavljeni u proračunu.
U današnje vreme na distributivnu mrežu se priključuje sve veći i veći broj obnovljivih izvora energije i očekuje se da se taj trend nastavi. Potrebno je biti pažljiv sa izolacijom distributivne mreže kada su na njoj priključeni obnovljivi izvori energije jer tada nekada postoji mogućnost da je tok snage drugačiji od uobičajenog, tj. može se dogoditi da energija ide ka distributivnoj transformatorskoj stanici. Iz ovoga razloga, renomirana softverska rešenja se moraju ozbiljno pozabaviti ovim problemom i ponuditi što više opcija kako ni u jednom scenariju ne bi došlo do neželjenih zbivanja u distributivnoj mreži.

2.3 Supply Restoration i Network Reconfiguration

Skraćenica SR potiče od Supply Restoration što bi značilo obnavljanje napajanja. Aplikacija se koristi za određivanje optimalnih akcija nad rasklopnim uređajima kako bi se ponovo uspostavilo napajanje delova distributivne mreže koji su zbog kvara ostali bez napona. Može da se koristi kako za vreme dok je deo mreže pod kvarom, tako i za planirane radove u distributivnoj mreži. Prvi slučaj je interesantan sa stanovišta FLISR sekvence pa će ovom radu samo o njemu biti reči. SR ima ulazne podatke koje je potrebno dobre definisati:
1. Delovi mreže koijma je potrebno vratiti napajanje
2. Delovi mreže koji moraju ostati bez napajanja- sekvence koje su pogođene kvarom
3. Izvori koji mogu da učestvuju u restauraciji

Savremena softverska rešenja omogućuju izbor raznih parametara koji direktno mogu uticati na rad aplikacije i na taj način doprinose aktivnom učešću korisnika u celom procesu. Što se same kalkulacije tiče, postoje dva mode koja se mogu uzeti u obzir. Prvi je proračun na osnovu modela mreže. O tom slučaju SR koristi proračun tokova snaga kako bi proverila preopterećenja i druga prekoračenja u distributivnoj mreži i tako određuje optimalni plan za restauraciju. Drugi je zasnovan na SCADA merenjima u mreži. U ovom slučaju, osim povezanosti elemenata u mreži i merenjima u mreži, ništa drugo nije potrebno za rad aplikacije. Preopterećenja će se proveravati u odnosu na predefinisane SCADA limite.

2.3.1 SR proračun na osnovu modela mreže

Kako je već nagovešteno, postoji veliki broj parameta koji će uticati na rad aplikacije. Potrebno ih je pažljivo definisati, kako kasnije ne bi došlo do situacije da aplikacija ne radi onako kako je korisnik zamislio. U slučaju da postoji više varijanti za restauraciju napajanja potrebno je navesti da li da bude prikazana samo najbolja mogućnost. Kako se u nekim situacijama za vreme kvara pojedina preopterećenja mogu tolerisati, neophodno je aplikaciji sugerisati kako da se ponaša u tim situacijama. Ovo je krucijalno u radu automatske FLISR sekvence. Preopterećanja se moraju posmatrati kako na transformatorima, tako i na vodovima. On interesa je obratiti pažnju i na dozvoljena odstupanja napona gde je potrebno jasno definisati koja je dozvoljena granica. Od mnogobrojnih mogućnosti koje su dostupne, važno je istaći da pojedina softverska rešenja nude procenu stanja mreže u budućnosti i na osnovu toga mogu uraditi SR.
Princip rada SR je da obezbedi restauraciju što je moguće većeg dela elektrodistributivne mreže sa minimalnim brojem manipulacija rasklopnim uređajima. Kada je reč o SR pod manipulacijama se podrazumeva uglavnom zatvaranje kontakata rasklopnog uređaja u cilju što bržeg obezbeđivanja ponovnog napajanja. Kako je opterećenje

delova mreže koji su bez napajanja zapravo 0, veoma je važno izvršiti pravilni procenu tog opterećenja kada mu ce potencijalno vrati napajanje. Za ovu svrhu je neophodno pratiti poslednje stanje mreže pre nego što se kvar desio, ali i profile potrošača ukoliko su dostupni. U nekim slučajevima je moguće da se desi da SR ima više varijanti i sve one kod kojih nema prekoračenja mogu biti predložene kao moguća rešenja. Od snalažljivosti osoblja koje implementira softversko rešenje zavisi kako će se varijante rangirati i za koju će biti odlučeno da je najbolja. Svakako, odlična mogućnost je da sve budu dostupne, tako da dispečer može da izabere onu koja mu se čini najboljom.

2.3.2 SR proračun na osnovu SCADA-e

Ovaj metod je zasnovan na podacima koji se dobijaju merenjem u realnom vremenu i koji su preko SCADE dostupni aplikaciji SR. Kao i kod prethodne metode, postoje brojni parametri koje je potrebno konfigurisati pre pokretanja aplikacije. Sa druge strane, glavna razlika je što ovde postoje merenja u realnom vremenu i model mreže nije nešto na šta se prvenstveno oslanja SR pri svom izvršavanju. Rezultat aplikacije je spisak uređaja za manipulaciju koji moraju zatvoriti svoje kontakte i na taj način obezbediti da se zdravi deo mreže ponovo vrati u pogon. Ove manipulacije mogu biti:

1. Automatski izvršene u okviru automatske FLISR sekvence
2. Predložene kao rezultat SR u slučaju manuelnog FLISR. Ovde je posle potrebno da korisnik odobri i izvrši preložene korake ukoliko je saglasan sa njima ili da ih zanemari ukoliko smatra da postoji bolje rešenje.

Glavna razlika ovog metoda u odnosu na prethodni je ta što su merenja struja dostupna u realnom vremenu. U skladu sa tim, vrši se sakupljanje svih merenja struja, kako za delove mreže koji su bez napajanja, tako i za delove mreže na koje kvar nije uticao. Merenja na delovima mreže bez napajanja su jednaki 0, tako da je potrebno pronaći način kako “uhvatiti” te vrednosti neposredno pre nego što se kvar desio. Te vrednosti moraju biti dostupni SR kako bi mogla da nesmetano nastavi svoj rad. Pomoću komplesnih algoritama ova merenja se koriste za što bolje izvršavanje aplikacije i za vraćanje napajanja što većem broju korisnika. Predefinisani SCADA limiti ovde igraju glavnu ulogu jer se specifične potencijalne struje upravo sa njima proveravaju. Ovaj metod pruža ogromnu fleksibilnost jer omogućava izvršavanje aplikacije u skladu sa merenjima u realnom vremenu i zbog toga generalno obezbeđuje neka rešenja koja se ne bi mogla obaviti pomoću prethodne metode.

2.3.3 Network Reconfiguration

Skraćenica NR označava Network Reconfiguration i u nekim slučajevima se može interno koristiti u sklopu SR. Glavna ideja aplikacije NR je da obezbedi optimalno uklopno stanje distributibne mreže, odnosno da specificira koji će uklopni uređaji biti otvoreni u normalnim uslovima mreže. Nešto konzervativniji pristup bi bio da se aplikacija izvršava nezavisno od SR. Tada se NR može pokrenuti potpuno nezavisno od FLISR sekvence, tj. pre pojave kvara. Sa druge strane, nakon pojave kvara se može uraditi SR ne uzimajući u obzir NR i na taj način dobrineti bržem izvršenju FLISR sekvence. Naknadno je ručno moguće pokrenuti NR i nakon predloženih koraka dispečer može sam proceniti koliki je benefit u konkrentnom slučaju i da li je vredno vršiti naknadne manipulacije u mreži.

2.4 Return to Normal (Prefault)

Ova aplikacija se koristi u cilju optimalnog vraćanja distributivne mreže u svoje normalno stanje koje se definiše na dva načina:

1. Stanje mreže za vreme regularnih uslova u mreži-normalno stanje
2. Stanje u mreži koje je prethodilo kvaru - stanje pre kvara

Rezultat RN je skup operacija nad uređajima koje je potrebno obaviti kako bi se deo mreže vratilo u normalno stanje (stanje pre kvara). Treba razjasniti da se aplikacija uvek izvršava na zahtev korisnika pošto je kvar otklonjen. Iz toga sledi da nije deo FLISR sekvence u automatskom modu, a ovde je opisana kako bi se zaokružio poslovni proces i stekla šira slika. Ulazni parametri za RN je trenutno stanje mreže, spisak (oblast) uređaja koji treba da budu vraćeni u svoje normalno stanje kao i njihovo status pre kvara. Postoje opcije kojima se definiše koje će sve provere biti obavljene pre vraćanja uređaja u svoje normalno stanje i njih je uvek dobro preventivno obaviti.

Kao što je već spomenuto, izlazni parametri aplikacije su koraci koje je potrebno izvršiti da se mreža na optimalni način vrati u normalno uklopno stanje. RN sadrži polja sa raznim izveštajima i parametrima koje mogu pomoći u radu distributivnog preduzeća. Bilo bi dobro pomenuti da se može izvući broj potrošača kojima je vraćeno napajanje i to razvrstano po naponskim nivoima.

2.5 TAR

Skraćenica TAR označava Telecontol Automatic Reclosing. TAR je fukcionalnost koja se može implementirati unutar FLISR i na taj način doprineti njegovoj učintkovitosti. Služi da se obavi automatsko zatvaranje uređaja koji je pogođen kvarom i na taj način proba brzo vraćanje pod napon potrošača koji su pogođeni kvarom. Dakle, kada se desi kvar ideja je da se proba automatsko ponovno uključenje jer postoje kvarovi u mreži koji su prolaznog karaktera. Kada na mreži imamo reklozer, on će to obaviti ako smo mu uključili opciju automatskog uključenja. Međutim, ukoliko ne postoji reklozer u mreži, a imamo prekidač sa daljinskom komandom, onda možemo iskoristiti funkciju TAR koja će pomoći da se proba automatsko ponovno uključenje. TAR se koristi pre funkcija FL i FLL. Može se tačno definisati u kojim će se slučajevima TAR pokrenuti. Tako se recimo tamo gde postoji tačna indikacija koja je zaštita odreagovala može definisati da se recimo TAR pokrene ako je odreagovala SEF zaštita. Isto tako se može striktno zabraniti pokretanje TAR aplikacije za specifične slučajeve. Jako je bitno da budu dobro definisani uređaji sa daljinskom komandom, kao i kvalitet komunikacije zbog poterncijalnog upravljanja. Naime, mora se sa sigurnošću znati da li moguće daljinski upravljati na uređaju ili ne. Glavni rezultat aplikacije je operacija zatvaranja uređaja pogođenog kvarom. Broj pokušaja ponovnog uključenja se može definisati i na taj način se simulirati i brzi i spori APU ako ima potrebe. Ukoliko se TAR aplikacija koristi kao deo FLISR funkcije nakon izvršenja su moguća dva slučaja:

1. Uređaj je ostao zatvoren nakon izvršenja TAR aplikacije- FLISR će biti uspešno završen.
2. Uređaj je ostao otvoren nakon izvršenja TAR aplikacije- FLISR će nastaviti sa svojim radom i preći će na funkcije FL/FLL.

2.6 LAR

Large Area Restoration aplikacija određuje plan kako izvršiti restauraciju napajanja velikih delova distributivne mreže koji ostaju bez napajanja. To se može dogoditi usled kvara na napojnom transformatoru u transformatorskoj stanici visokog na srednji napon ili kvara na srednjenaponskim sabirnicama u ovoj transformatorskoj stanici. Aplikacija obezbeđuje spisak potrebnih manipulacija sa ciljem da se obavi restauracija delova mreže koji su pogođeni kvarom. LAR aplikacija ne učestvuje u FLISR sekvenci, već se može smatrati da je to FLISR za prenosnu mrežu. Pojedine zakonitosti za FLISR se primenjuju na LAR, ali takođe ima i sopstvene. Ovde je pomenuta da bi se pokazalo da postoji posebna aplikacija kada je reč o visokom naponu dok se primena FLISR aplikacije odnosi prvenstveno na srednjenaponsku mrežu. Jedna od značajnih funkcionalnosti LAR je ta da se kvar može simulirati na datom skupu elemenata. Na taj način se unapred mogu pripremiti operacije nad uređajima koje je potrebno izvršiti kad se specifični kvar desi. To omogućava operatoru da preuzme aktivnu ulogu u pripremi plana restauracije

3. FAULT LOCALIZATION- PRIMER

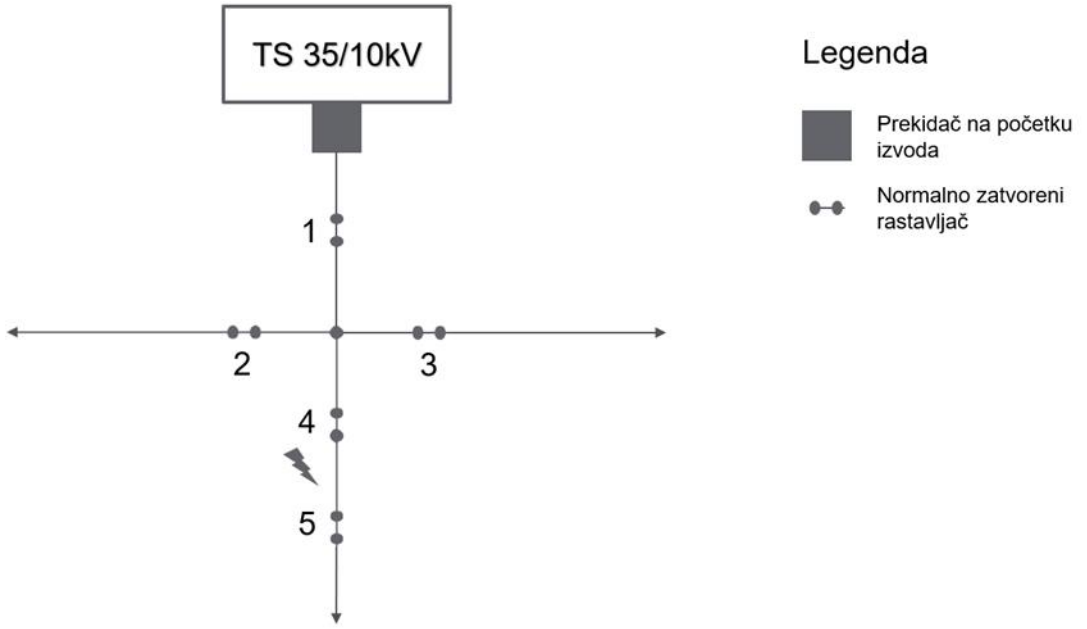
Skraćenica FLL označava Fault Localization, odnosno omogućava lokalizaciju mesta kvara. Ideja aplikacije je da se iterativnim polako smanjuje potencijalna oblast kvara fizičkim eksperimentom. Deo po deo mreže pod kvarom će se ponovo napajati i pratiće se ponašanje uređaja koji je prvobitno reagovao. Proces će se ponavljati sve dok se oblast pogođena kvarom ne svede na minimum. FLL se može pokrenuti nakon FL, ali se može pokrenuti i odmah nakon kvara. U prvom slučaju će za ulazne podatke koristiti zaključke FL aplikacije, dok će u drugom slučaju koristiti samo uređaj koji je reagovao nakon kvara.

Postoji više načina kako FLL može raditi, a jedan od načina će biti ilustrovan primerom.

Pretpostavka za ovaj primer je da su svi rastavljači daljinski upravljivi i da se kvar desio između rastavljača 4 i 5. Koraci koji će se desiti su sledeći:

1. Otvoriće se prekidač
2. Otvoriće se svi rastavljači sa slike (od 1 do 5)
3. Zatvoriće se rastavljač 1
4. Zatvoriće se rastavljač 2
5. Zatvoriće se rastavljač 3
6. Zatvoriće se rastavljač 4
7. Otvoriće se prekidač

8. Otvoriće se rastavljač 4
9. Zatvoriće se prekidač



Slika 3.1

Krajnji rezulat će biti taj da je mesto kvara lokalizovano iterativnim putem i da je vraćano napajanje svim potrošačima kojima je to bilo moguće uraditi.
Treba napomenuti da postoji više metoda kako FLL može raditi, kao i mnoštvo parametara koji se mogu definisati.

4. ZAKLJUČAK

Različiti kvarovi u distributivnoj mreži su neizbežna pojava. Ono na šta se može uticati je predikcija kvarova različitim monitoringom opreme i što brže njihovo otklanjanje. U skladu sa ovim drugim, u ovom radu je prezentovana FLISR funkcionalnost koja može imati veliku ulogu u što bržem otkrivanju mesta kvara, izolacije mesta kvara i vraćanja napajanja što je moguće većem broju potrošača. Na taj način se dobrinosi poboljšanju svih faktora koji se posmatraju u poslovom svetu jednog distributinog preduzeća i neisporučenost energije se svodi na najmanju moguću meru. Treba shvatiti koncept pametne mreže kao međusobno povezan okvir različitih mogućnosti i težiti na svakom koraku njenoj automatizaciji. Veštačka inteligencija krupnim koracima ulazi u svet energetike i treba spremno dočekati njenu implementaciju. Potrebno je napraviti snažnu vezu između potrošnje i proizvodnje električne energije i njihovo međusobno prilagođavanje, što je sve više moguće uraditi sa savremenim tehničkim rešenjima. Tako će krajnji rezultat biti zadovoljstvo i distributivnih preduzeća i krajnjih korisnika, a električna energija će biti racionalnije korišćena za dobrobit cele planete.

LITERATURA

[1] Schneider Electric- Functional Specification

[2] Moamin A. Mahmoud 1, Naziffa Raha Md Nasir, Mathuri Gurunathan, Preveena Raj and Salama A. Mostafa 4 - **The Current State of the Art in Research on Predictive Maintenance in Smart Grid Distribution Network: Fault's Types, Causes, and Prediction Methods—A Systematic Review**

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-11

ANALIZA PRIMENJENIH REŠENJA NAPREDNE AUTOMATIZACIJE SNDM MREŽE

ANALYSIS OF APPLIED SOLUTIONS OF ADVANCED AUTOMATION OF THE MV ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORK

Dušan VUKOTIĆ, „Elektrodistribucija Srbije“ d.o.o. Beograd, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Pre više od dve decenije, za elektrodistributivno području grada Beograda je usvojen koncept automatizacije SNDM mreže, koji je bio početna osnova za dalju intenzivnu automatizaciju SNDM mreže. Koncepcija SNDM mreže se pre svega zasnivala na decentralizovanom konceptu, gde je veliki broj elemenata bio planiran za integraciju u SDU, sa mogućnošću aktiviranja standardnih predefinisanih funkcija lokalne automatike. U okviru usvojene koncepcije automatizacije SNDM mreže, planirana je primena i velikog broja integrisanih indikatora prolaska struje kvara pre svega u SN nadzemnoj elektrodistributivnoj mreži. Kako se situacija na tržištu opreme za automatizaciju SNDM mreže dramatično promenila usled intenzivne digitalizacije, dalje pravce u smislu primene sve većeg broja automatizovanih tačaka u okviru SNDM mreže je bilo potrebno redefinisati. Takođe, zahtevi u pogledu sve veće pouzdanosti SNDM mreže doveli su do situacije da je potrebno povećati stepen automatizacije SNDM mreže, ali i da se obezbedi daleko veći stepen koordinacije između ugrađene opreme za automatizaciju SNDM mreže. Iz navedenih razloga bilo je neophodno započeti sa primenom novih savremenih koncepata napredne automatizacije SNDM mreže, koja su bila podržana najnovijom generacijom opreme i rešenja najvećih svetskih proizvođača opreme. Iskorak je napravljen pre svega u pravcu primene polu-decentralizovanih koncepcija, gde su se na određenim konzumnim područjima realizovala rešenja dva najveća proizvođača opreme. Jedno rešenje je obuhvatalo primenu polu-decentralizovane koncepcije sa mrežnim kontrolerima, dok je drugo rešenje obuhvatalo primenu rešenja bez mrežnog kontrolera sa predefinisanim aplikativnim algoritmom u okviru ugrađene i integrisane opreme za automatizaciju SNDM mreže. Oba rešenja su značajno podigla stepen automatizacije SNDM kablovske mreže u centralnim delovima grada, gde je izuzetno veliko specifično površinsko opterećenje, a samim tim obuhvaćen je veliki broj krajnjih kupaca realizovanim rešenjima. U radu je data uporedna analiza primenjenih rešenja, pri čemu je dat poseban osvrt na sve uočene prednosti primenjenih rešenja, ali i uočene nedostatke.

Ključne riječi: Napredna automatizacija, Inteligentna mreža, Aktivna mreža

ABSTRACT

More than two decades ago, the concept of automation of the MV network was adopted for the distribution area of the city of Belgrade, which was the initial basis for further intensive automation of the MV network. The concept of the MV electric distribution network was primarily based on a decentralized concept, where many elements were planned for integration in the SCADA system, with the possibility of activating standard predefined functions of local automation. Also, the requirements regarding the increasing reliability of the MV network led to the situation that it is necessary to increase the degree of automation of the MV network, but also to ensure a far greater degree of coordination between the installed equipment for the automation of the MV network. For the above reasons, it was necessary to start with the application of new modern concepts of advanced automation of the MV network, which were supported by the latest generation of equipment and solutions from the world's largest equipment manufacturers. A step forward was made primarily in the direction of applying semi-decentralized concepts, where the solutions of the two largest equipment manufacturers were implemented in certain consumer areas. One solution included the application of a semi-decentralized concept with network controllers, while the other solution included the application of a solution without a network controller with a predefined application algorithm within the built-in and integrated MV network automation equipment. Both solutions have significantly increased the degree of automation of the MV underground network in the central parts of the city, where there is an extremely high specific surface load, and therefore a large number of end users are covered by the implemented solutions. The paper provides a comparative analysis

of the applied solutions, with a special review of all the observed advantages of the applied solutions, as well as the observed disadvantages.

Key words: Advanced Automation, Smart Grids, Active Network

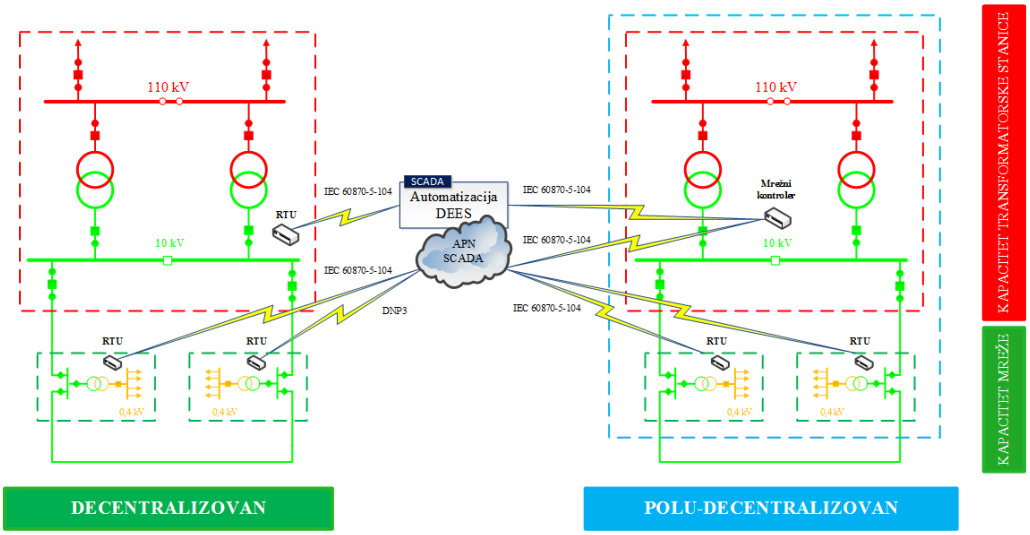
Dušan Vukotić, dusan.vukotic@ods.rs

1. UVOD

U trenutku kada je integracija distribuirane proizvodnje u okviru elektrodistributivne mreže na svima naponskim nivoima praktično došla do kritičnih nivoa, automatizacija distributivne elektrodistributivne mreže dobija na sve većem značaju. Praktično je od samog početka primene koncepcija „inteligentnih mreže“ (Smart Grids) bilo je jasno da automatizacija elektrodistributivne mreže predstavlja osnovu za dalji razvoj i njihovu široku primenu. Nažalost, prilikom razvoja i primene „inteligentnih mreža“ pristupilo se implementaciji nekih drugih segmenata „inteligentnih mreža“, kao što je npr. realizacija AMI sistema kroz masovnu zamenu („roll-out“) postojećih elektro-mehaničkih brojila sa „inteligentnim brojilima“ („Smart meter“). U poslednje vreme došlo se do zaključka da je automatizacija mreže krucijalna za obezbeđivanje masovne integracije distribuirane proizvodnje u elektrodistributivnu mreže, pre svega što ona u sebi objedinjuje osnovni fundament „inteligentnih mreža“ koji se ogleda u potpunoj integraciji energetskih i telekomunikacionih resursa koje poseduje jedno elektroprivredno preduzeće. Takve mreže postaju osnov za efikasno upravljanje aktivnim distributivnim mrežama, pre kojima se postavljaju višestruki izazovi, a koji su u poslednje vreme oličeni u potrebi da se obezbedi potreba fleksibilnost u okviru elektrodistributivnih mreža. Predstojeće stanje mreže, kao i promena karaktera elektrodistributivne mreže u aktivnu mrežu, zahteva pre svega intenzivnu modernizaciju srednjenaponske elektrodistibutivne mreže (SNDM), u okviru koje je „Elektrodistribucija Srbije“ kao operator distributivnog sistema (ODS) u Republici Srbiji planirala velika finansijska sredstva da uloži u njenu modernizaciju. Modernizacija u cilju automatizacije SNDM mreže je započela pre više od dvadeset godina, kada je usvojena inicijalna koncepcija upravljanja SNDM mrežom na konzumnom području grada Beograda. Kroz dve početne faze implementacije primene automatizacije SNDM mreže, kada su prvobitno uvedena rešenja decentralizovanog upravljanja i nadzor na nadzemnoj SNDM mreži kroz uvođenje reklozera i daljinski upravljivih sklopka-rastavljača i njihova integracija u Sistem Daljinskog Upravljanja (SDU), kao i ugradnja automatizovanih SN blokova tipa („Ring Main Unit - RMU“) sa ugrađenim daljinskim stanicama u kojima su realizovane funkcije lokalne automatike. Nakon ove dve faze, kada se u velikoj meri od strane ODS ovladalo primenjenim konceptom automatizacije SNMD mreže kroz implementaciju posebnog sistema za daljinski nadzor i upravljanja nad SNDM mrežom, stekli su se svi uslovi da se proces automatizacije SNDM pomeri ka narednoj - višoj fazi. Kroz primenu napredne automatizacije SNDM mreže koja se bazira na „polu-centralizovanom“ konceptu u odnosu na SCADA sistem, očekuje se zaokurživanje željenog koncepta „inteligentnih mreža“ („Smart Grids“) u pogledu ciljne automatizacije.

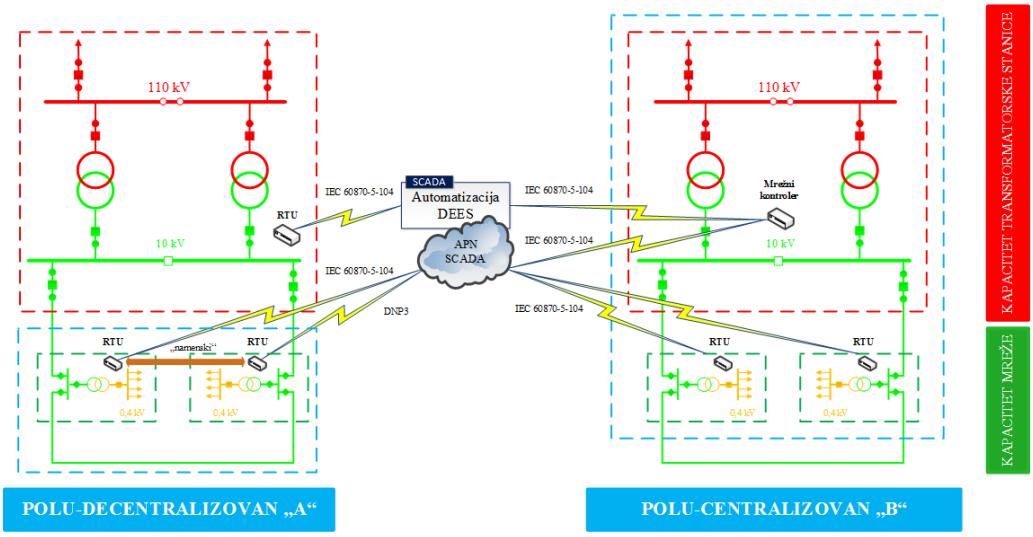
2. NAPREDNA AUTOMATIZACIJA SNDM MREŽE

Kao što je napomenuto, realizovani projekti napredne automatizacije SNMD mreže na konzumnom području grada Beograda bazirani su na „polu-decentralizovanoj“ koncepciji automatizacije SNDM mreže, i realizovani su u okruženjima koja su nezavisno razvila dva vodeća proizvođača sistema i opreme za automatizacije elektrodistributivne mreže. Realizovane platforme obezbeđuje naprednu („inteligentnu“) automatizaciji SNDM koja treba pre svega da povećava pouzdanost i raspoloživost elektrodistributivnog sistema, što treba u krajnjoj instanci da omogući sigurno i pouzdano snabdevanje krajnjih korisnika na ciljnim konzumnim područjima koja su obuhvaćena realizovanim rešenjima.



Slika 1 – Primenjene koncepcije automatizacije SNDM mreže

Realizovani projekti automatizacije SNDM mreže se zasnivaju na primeni utvrđenog koncepta „Samo-optimizirajuće mreže“ („Self-Optimising Grid“ – SoG ili „Self-Healing Grid“ - SHG), koji se kod različitih proizvođača opreme i sistema drugačije nazivaju, pre svega iz marketinških razloga. Realizovani projekti automatizacije SNDM mreže predstavljaju inovativna i inteligentna rešenja koja kombinuje automatizaciju SNDM mreže i decentralizovane aplikacije za daljinski nadzor i upravljanje SNDM mreže, koje su realizovane u okviru mrežnih kontrolera u napojnim transformatorskim stanicama VN/SN ili SN/SN ili u samim daljinskim stanicama koje izvršavaju upravljačke akcije prema predefinisanom algoritmu. Na Slici 2 su prikazane dve pod varijante „polu-decentralizovanog“ rešenja: varijanta „A“ i varijanta „B“. Varijanta „A“ obuhvata rešenje gde je algoritam „polu-decentralizovanog“ rešenja implementiran u jednoj od daljinskih stanica koja pokrivaju celokupan automatizovan SN izvod, pri čemu daljinske stanice međusobno komuniciraju preko 3G/LTE mreže mobilnog operatera putem optimizovanog „fabričkog“ („Peer-to-Peer“) protokola. Sa druge strane, varijanta „B“ obuhvata rešenje gde je algoritam „polu-decentralizovanog“ rešenja implementiran u nadređenom mrežnom kontroleru koji realizovan u okviru integrisanog sistema zaštite i upravljanja u napojnoj transformatorskoj stanici VN/SN ili SN/NN.



Slika 2 – Primenjena rešenja „polu-centralizovane“ koncepcije automatizacije SNDM mreže

Bez obzira koja je varijanta „polu-decentralizovanog“ rešenja primenjena u SNDM mreži, deo mreže koja je obuhvaćena naprednom automatizacijom treba da poseduje mogućnost da deonicu mreže koja je pogođena kvarom, izoluje u najkraćem mogućem vremenskom periodu (do par sekundi), a da svi ostali ili najveći mogući broj krajnjih kupaca koji se napaju preko ostalih deonicama SN izvoda koje nisu pogođene kvarom, restaurira napajanje za manje od 30 sekundi. Nakon dodatne detekcije u okviru deonice pogođene kvarom, vrši se mikro-lokacija sekcije u kvaru, nakon čega se vraća napajanje svim krajnjim kupcima. Tokom mikro-lokacije deonice u

kvaru, aplikacija se blokira iz razloga što je potrebno daljinskim putem i ručnim manipulacijama na elementima koji se nalaze u neautomatizovanim TS SN/NN detektovati sekciju u kvaru. Nakon popravke kvara, granice napajanja se vraćaju na „stalne“ granice („NOP“), i nakon toga se aplikacija ponovo aktivira.

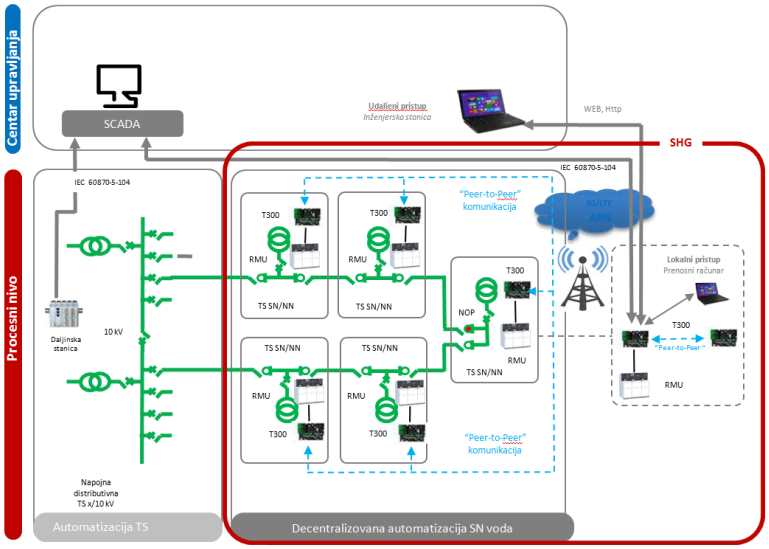
U obe varijante, primenjena rešenja „polu-decentralizovane“ automatizacije SNDM mreže se baziraju na primeni funkcije automatske rekonfiguracije SN vodova u cilju restauracije pogona nakon kvara, pri čemu treba da obezbede sledeće:

- Izolovanje sekcije (skup deonica) pogođene kvarom, koji je nastao na SN distributivnom vodu.
- Rekonfiguracija SN voda zatvaranjem rasklopnog aparata na „stalnoj granici“ („NOP“).
- Restauracija napajanja SN sekcija koje nisu pogođene kvarom, ponovnim uključivanjem rasklopnih aparata.
- Postizanje poboljšanja pokazatelja pouzdanosti SN mreže (SAIDI, SAIFI, CAIDI, ENS);
- Omogućavanje jednostavnog konfigurisanja i proširenje sistema sa novim automatizovanim SN postrojenjima;
- Obezbeđivanje neophodne sigurnosti i postizanja optimalnog nivoa pouzdanosti za kritične potrošače.
- Obezbeđivanje efikasne integracije daljinskih stanica putem standardnih protokola sa nadređenim centrom upravljanja.

3. POLU-DECENTRALIZOVANA AUTOMATIZACIJA SNDM MREŽE – VARIJANTA „A“

Sistem za naprednu automatizaciju SNDM mreže koji je realizovan po principu „polu-decentralizovanog“ rešenja na centralnom delu distributivnog područja grada Beograda, bazira se na rešenju u kome je omogućena samo horizontalna komunikacija između daljinskih stanica u automatizovanim SN postrojenjima duž jednog SN voda, pri čemu ne postoji komunikacija sa sistemima za daljinski nadzor i upravljanje u okviru napojnih transformatorskih stanica VN/SN i SN/SN [2]. Važno je napomenuti da je u osnovi zadržan osnovni koncept automatizacije SN mreže, gde se podrazumeva da nadređeni centar upravljanja ima direktnu nadležnost u pogledu nadzora i upravljanja nad ugrađenim automatizovanim SN postrojenjima tipa („RMU“) sa pripadajućim daljinskim stanicama. Budući da u rešenju „Varijante A“ ne postoji komunikacija sa napojnom transformatorskom stanicom, samim tim ne postoji posebno realizovan mrežni kontroler za potrebe realizacije Sistema za naprednu automatizaciju SNDM mreže, već jedna od daljinskih stanica preuzima ulogu mrežnog kontrolera (po pravilu daljinska stanica ugrađena na „stalnoj granici – „NOP“) i odgovorna je za izvršenje logičkih šema za potrebe sprovođenje upravljačkih akcija nad obuhvaćenim SN izvodom.

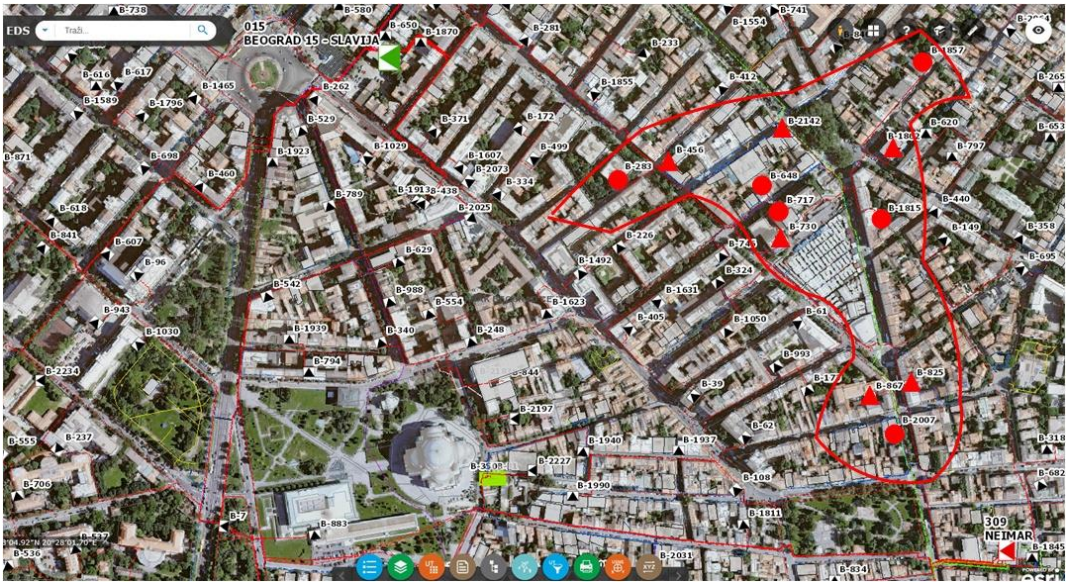
Na Slici 3 je prikazan deo SN elektrodistributivne mreže nad kojim je primenjeno „polu-decentralizovano“ rešenje u „Varijanti A“, na kojoj je moguće uočiti komunikacione veze za potrebe horizontalne komunikacije („Peer-to-Peer“) između daljinskih stanica duž SN voda, kako i komunikacione veze za potrebe daljinskog nadzora i upravljanja od strane nadređenog centra upravljanja.



Slika 3 – Obuhvat SN voda „polu-centralizovanim“ rešenjem automatizacije SNDM mreže

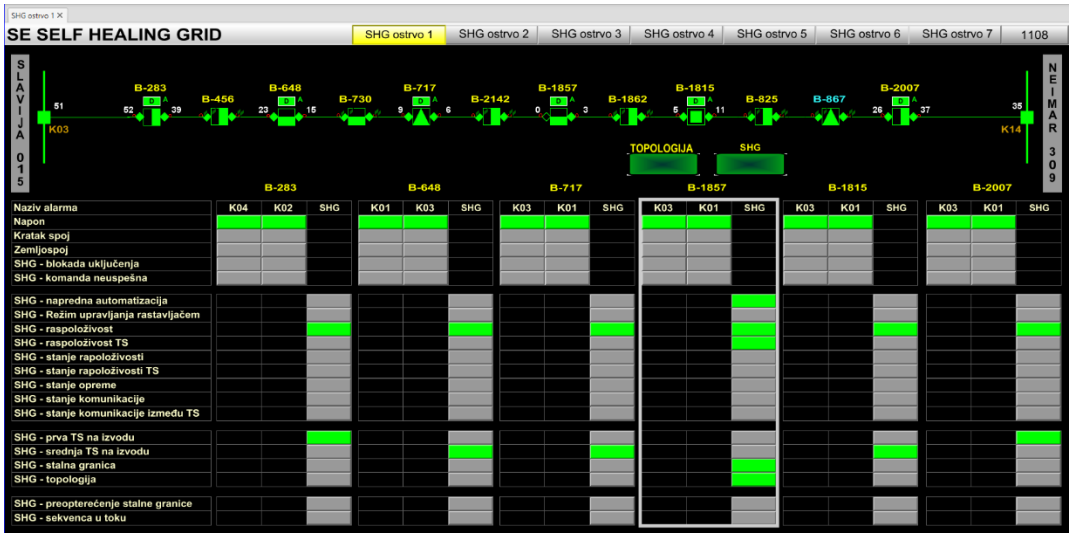
Važno je napomenuti da daljinske stanice u okviru ovog rešenja, simultano međusobno komuniciraju, kao i sa nadređenim centrom, pri čemu se vrši paralelno prikupljanje procesnih veličina i izvršavanje komandi. U svakom trenutku, nadređeni centar upravljanja dobija potpun skup procesnih informacija iz Sistema za naprednu automatizaciju SNDM mreže, dok daljinske stanice, koje preuzimaju funkciju mrežnog kontrolera po delu SNDM mreže, dobijaju samo neophodan skup procesnih informacija za potrebe izvršavanja predefinisanih logičkih komandnih šema nad ciljnim delom SN mreže. Ciljno rešenje Sistema za naprednu automatizaciju SNDM mreže je obuhvatilo pre svega zamenu SN metalom oklopljenih vazduhom izolovanih postrojenja, ali i dotrajalih SN postrojenja sa zidanim ćelijama, sa savremenim SN postrojenjima tima „RMU“. Pored zamene postojećih SN postrojenja sa savremenim kompletno automatizovanim SN postrojenjima sa daljinskim stanicama, na pojedinim delovima mreže koji su obuhvaćeni Sistemom za naprednu automatizaciju SN mreže pojavila se potreba da se zamene postojeće daljinske stanice starije generacije istog proizvođača zamene sa daljinskim stanicama najnovije generacije, kako bi se postigla uniformnost u pogledu ugradnje daljinskih stanica istog tipa, budući da je predviđenu „Peer-to-Peer“ komunikaciju moguće samo ostvariti između daljinskih stanica istog modela.

Važno je napomenuti da se na prethodnoj slici uočava da se rešenje „polu-decentralizovane“ automatizaciju SN vodova bazira na rešenju gde je mrežni kontroler aktiviran u jednoj od daljinskih stanica, sprovodi krajnje samostalno željene manipulaciju u cilju restauracije pogona bez interakcije sa SN izvodima u napojnim distributivnim transformatorskim stanicama x/10 kV. Budući da nema interakcije sa sistemom zaštite i sistemom daljinskog nadzora i upravljanja napojnim u napojnim distributivnim transformatorskim stanicama x/10 kV, ovo rešenje je pogodno za realizaciju na SN izvodima gde se oni štite isključivo elektro-mehaničkim zaštitnim uređajima. U skladu sa postavljenom metodologijom izbora ciljnih delova SN mreže koji treba da budu obuhvaćenim ovim rešenjem napredne automatizacije, SNDM mreža mora da bude realizovana i oblikovana po koncepciji kao SN „međupoveznog“ voda ili SN voda u obliku „petlje“, gde daljinska stanica na „stalnoj granici“ („NOP“) mora da bude definisana kao „glavna tačka“, odnosno tačka u kojoj daljinska stanica preuzima funkciju mrežnog kontrolera na tim delom SN mreže. Na osnovu prethodno pomenutog, važno je istaći da ovo predmetno rešenje „polu-decentralizovane“ automatizacije SN vodova nije moguće realizovati sa opremom i daljinskim stanicama drugih proizvođača upravo zbog potrebe da se horizontalna komunikacija po principu „Peer-to-Peer“ isključivo realizuje između daljinskih stanica istog modela proizvođača, sa čijom je opremom realizovano predmetno rešenje.



Slika 4 – Geografski prikaz jednog dela SNDM mreže obuhvaćenog rešenjem napredne automatizacije

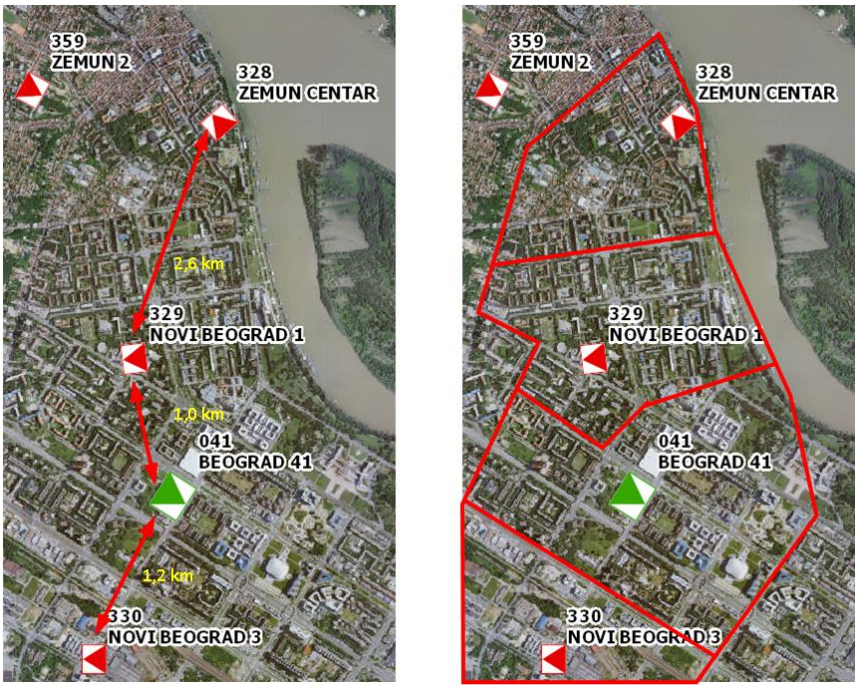
Na Slici 4 prikazan je jedan deo SNDM mreže koji je obuhvaćen rešenjem napredne automatizacije, gde se može videti da je rešenje potpuno autonomno i da je praktično dekuplovano u odnosu na ceo realizovani sistem za naprednu automatizaciju na jednom ograničenom delu mreže. Takođe, uočava se da predmetni izvod ima ukupno 6 (šest) automatizovanih TS SN/NN, pri čemu svaka od njih ima po jednu dodeljenu ulogu prema kojoj učestvuje u primenjenom algoritmu („krajnji (početni) čvor“, „radni čvor“, „srednji čvor“ i „glavni čvor“). Na Slici 4 je prikazan HMI prikaz jednog dela mreže, na kojoj se mogu videti dodeljene uloge u okviru primenjenog algoritma na jednim SN izvodom, kao i funkcionalnost u odnosu na mogućnost promene pojedinačnih uloga.



Slika 5 – HMI prikaz na SCADA sistemu jednog dela SN mreže obuhvaćenog rešenjem napredne automatizacije

4. POLU-DECETRALIZOVANA AUTOMATIZACIJA SNDM MREŽE – VARIJANTA „B“

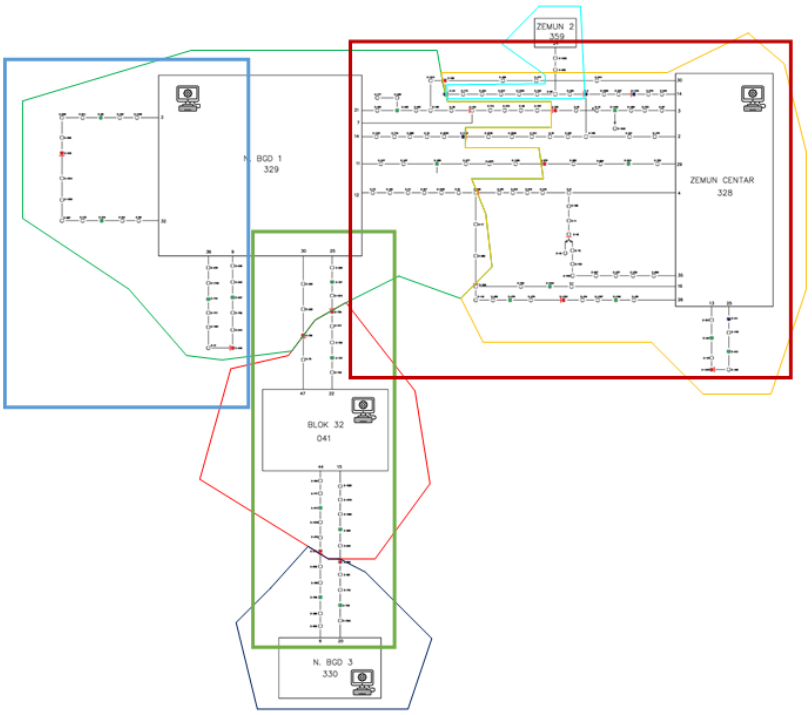
Sistemom za naprednu automatizaciju SNDM mreže koji se bazira na „Varijanti B“ su pokrivene 4 (četiri) napojne transformatorske stanice na području Novog Beograd i Zemuna, i to: TS 110/10 kV „Beograd 41 – Blok 32“, TS 35/10 kV „Novi Beograd 1“, „Novi Beograd 3“ i „Zemun Centar“, u kojima su instalirani mrežni kontroleri [1,2]. Takođe, sistem obuhvata i ciljne SN karakteristične izvode na pojedinim delovima njihovih konzumnih područja na kojima je ukupno ugrađeno 30 (trideset) automatizovanih transformatorskih stanica SN/NN, pri čemu je integrisano u sistem i 5 (pet) postojećih TS SN/NN koje su do tada radile u decentralizovanom konceptu automatizacije. Automatizacija ciljnih transformatorskih stanica SN/NN je podrazumevala zamenu postojećih SN postrojenja u njima, kao i odgovarajućih daljinskih stanica koje preko posebnih komunikacionih protokola obezbeđuje željenu funkcionalnog napredne automatizacije SNDM. Važno je napomenuti da je izbor konzumnog područja koji je obuhvaćen realizovanim sistemom vršen po više kriterijuma (broj krajnjih kupaca, optimalna konfiguracija SNDM mreže, gustina opterećenja, itd.), ali da je opredeljujući kriterijum bio broj instaliranih sistema izabranog proizvođača koji podržava koncept napredne automatizacije SNDM mreže. Na Slikama 6 (a,b) je prikazano konzumno područje Novog Beograda i Zemuna, koje je obuhvaćeno realizovanim rešenjem napredne automatizacije SNDM mreže, kao i obuhvati konzumnih područja pojedinih napojnih transformatorskih stanica, kao i međusobne dužine između samih lokacija napojnih transformatorskih stanica. Važno je napomenuti da ovakvo izabrano ciljno konzumno područje ima potencijal širenja i na okolne napojne transformatorske stanice, čime je moguće pokriti veliki deo Novog Beograda u delu od reka Save i Dunava prema Zemunu. Ograničavajući faktor u daljem širenju sistema predstavlja trenutno ograničenje primenjenog algoritma, po kome u algoritmu koji je implementiran po jednom mrežnom kontroleru može da bude obuhvaćeno najviše 50 (pedeset) rasklopnih elemenata u pokrivenoj SNDM mreži.



a) Lokacije napojnih TS b) Konzumna područja napojnih TS

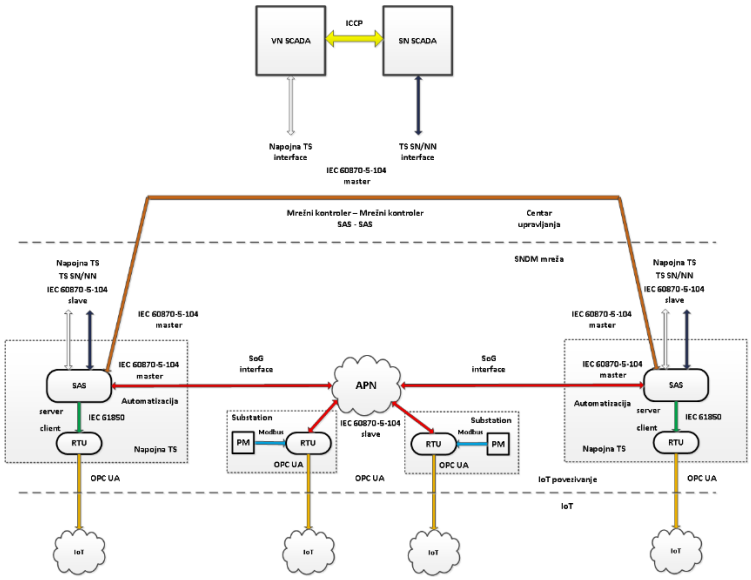
Slika 6 – Konzumno područje obuhvaćeno Sistemom za naprednom automatizaciju SNDM mreže

Kao što je ranije napomenuto, u cilju donošenja pravovremenih odluka prilikom upravljanja elektrodistributivnom mrežom, koristeći pre svega koncepte „polu-centralizovanog“ rešenja, a u krajnjoj instanci i centralizovanog upravljanja, znatno se usložnjava obradu procesnih informacija koje se sada prikupljaju u daleko većem obimu. Sa druge strane, znatno veći obuhvat procesnih informacija iz realizovanog sistema, omogućava izbor optimalnog scenarija upravljanja, ali nadogradnju sistema u cilju aktiviranja raspoloživih mrežnih aplikacija u okviru realizovanog sistema. U okviru realizovanih mrežnih kontrolera, instalirane su sledeće mrežne aplikacije, koje svojom funkcionalnošću zaokružuju koncept napredne automatizacije SNDM mreže, u okviru globalnog koncepta „inteligentnih mreža“ („Smart Grids“): „Samo-ozdravljenje“ mreže („Self-Healing“), upravljanje potrošnjom („Load Management“), automatsko prebacivanje izvora napajanja („Automatic Source Transfer“), smanjenje preopterećenja („Overload Reduction“), i područna kontrola napona („Area Voltage Control“). Navedene mrežne aplikacije su od velikog interesa za primenu u okviru SNDM mreža, ali akcenat u dosadašnjoj realizaciji sistema za naprednu automatizaciju SNDM mreže je dat na primeni samo prve mrežne aplikacije „samo-ozdravljenja“ mreže, dok su za sve ostale mrežne aplikacije obezbeđeni svi preduslovi za njihovu primenu. Zbog složenosti realizovanog sistema koji je u svojoj realizaciji bio vremenski ograničen, pristupilo se samo validaciji i praktičnoj primeni prve mrežne aplikacije. Za sve ostale funkcije obezbeđeni su svi neophodni ulazni podaci, ali njihova validacija u omogućenom simulacionom modu neće biti vršena u okviru ove faze realizacije sistema. Nakon toga što su se sistemu preveli u trajni rad, pristupiće se daljem širenju realizovanog koncepta napredne automatizacije SNDM mreže, pod kojim se podrazumeva da će upravo preostale funkcije biti implementirane u određenim fazama. Na Slici 7 je prikazan obuhvat SNDM mreže od strane aktiviranih mrežnih kontrolera u napojnim transformatorskim stanicama.



Slika 7 – Prikaz konzumnih područja napojnih TS i nadređenosti od strane mrežnih kontrolera

Takođe, obuhvat delova SNDM mreže od strane mrežnih kontrolera je u velikoj meri uslovljen i koncepcijom SNDM mreže, budući da pojedini mrežni kontroleri obuhvataju jednostavnije strukture mreže, dok neki od njih obuhvataju i daleko složenije nekoncepcijski oblikovane SNDM mreže.

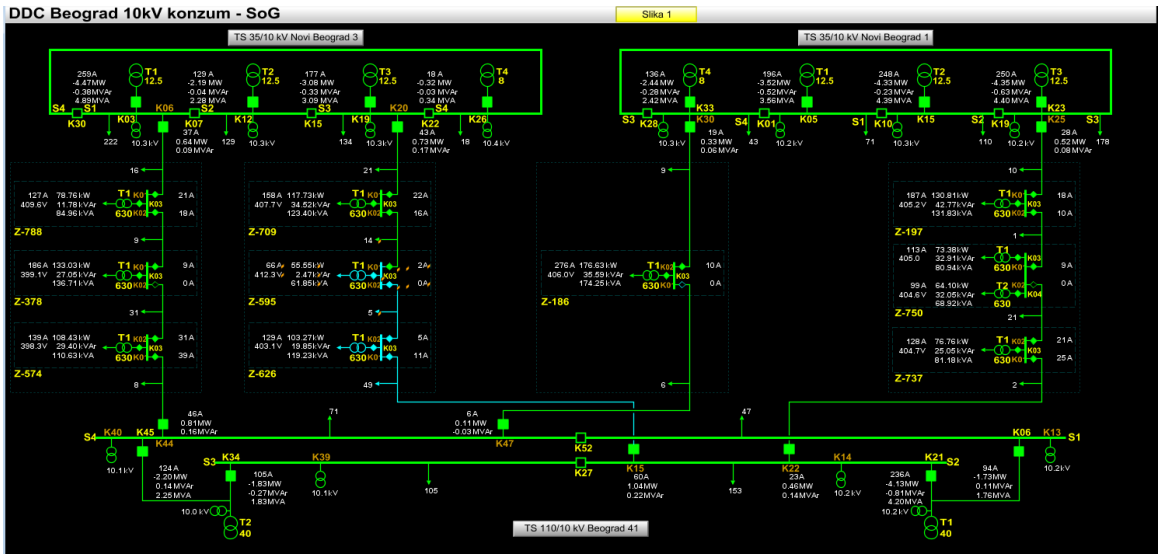


Slika 8 – Prikaz arhitekture sistema za naprednu automatizaciju SNDM mreže

U slučaju da se algoritam proširi na nešto veći broj rasklopnih elemenata u odnosu na postojeće ograničenje, sistem će trajno raditi sa dva mrežna kontrolera, što je bio i prvobitni scenario. U svakom slučaju, trenutno je omogućen rad sa tri primarna mrežna kontrolera i moguće je simulirati već broj scenarija koja se tiču preuzimanja nadležnosti od strane pratećih mrežnih kontrolera.

Na Slici 8 prikazana je arhitektura „polu-centralizovanog“ sistema za naprednu automatizaciju SNDM mreže „Varijanta B“, pri čemu je u početnoj fazi realizacije sistema, u celosti zadržan koncept decentralizovanog daljinskog nadzora i upravljanja. Pod tim se podrazumeva da je zadržana direktna komunikacija sa podređenim

daljinskim stanicama u automatizovanim TS SN/NN putem mobilne mreže preko posebno određenog APN segmenta. U svakom trenutku operator u nadređenom centru upravljanja može da blokira izvršenje aplikacije za naprednu automatizaciju SNMD mreže i da zadrži do sada standardni (decentralizovani) koncept daljinskog upravljanja TS SN/NN. Pored mogućnosti decentralizovanog koncepta upravljanja nad TS SN/NN, zadržan je i koncept centralizovanog upravljanja nad napojnim transformatorskim stanicama, ali putem optičkim telekomunikacionih vodova, pre sve u cilju obezbeđivanje potrebne brzine komunikacije, ali i same pouzdanosti komunikacije. Upravo je realizovana optička komunikacija između nadređenog centra upravljanja i napojnih transformatorskih stanica obezbedila se neophodne preduslove da se realizuje direktna horizontalna komunikacija na nivou napojnih transformatorskih stanica putem protokola IEC 60870-5-104 (master/slave). Putem uspostavljene horizontalne komunikacije obezbeđena je međusobna razmena neophodnih procesnih veličina iz susedne napojne transformatorske stanice, a koje su neophodni ulazni podaci za izvršavanje algoritma realizovane aplikacije. Na nivou napojnih transformatorskih stanica i svih ugrađenih automatizovanih transformatorskih stanica SN/NN realizovan je još jedan poseban komunikacioni interfejs koji omogućuje komunikaciju sa ciljnom IoT platformom, ali putem do sada retko korišćenog u elektrodistributivnim sistemima - protokola UA OPC.

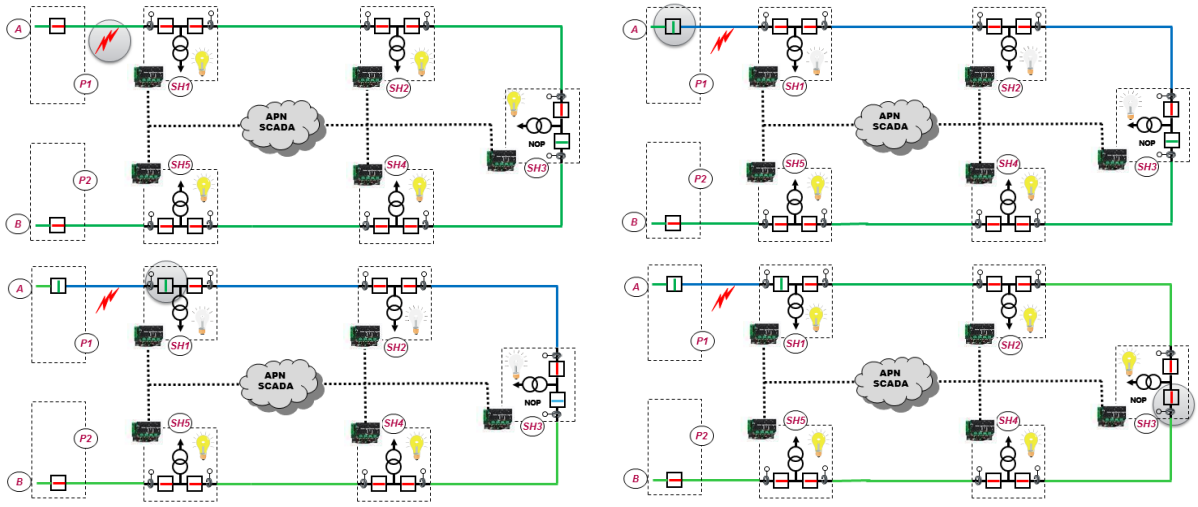


Slika 9 – Procesni prikaza dela SNDM mreže je realizovana napredna automatizacija SNDM mreže

Na Slici 9 je prikazan jedan od realizovanih HMI procesnih prikaza dela SNDM na kojem je implementirana napredna automatizacija SNDM mreže. Na procesnom prikazu je implementirana potpuna funkcionalnost koja se odnosi na praćenje rada napredne automatizacije, ali i mogućnost deaktiviranja iste u slučaju kada postoji potreba da nadležnost upravljanja ponovo preuzme nadređeni centar upravljanja. Za razliku od HMI prikaza dela SNDM mreže koja je obuhvaćena rešenjem sistema „Varijanta A“ gde je prikazano samo jedno SN „ostrvo“, u HMI prikazu sistema „Varijanta B“ zbog obuhvata mrežnog kontrolera nad većim delom SNDM mreže, HMI prikazi su daleko složeniji.

5. VERIFIKACIJA RADA NAPREDNE AUTOMATIZACIJE SNDM MREŽE U POGONSKIM USLOVIMA

Praktično oba sistema su puštena u probni rad do sredine 2023.godine i tokom probnog rada vršene su određene simulacije rada, pre svega rešenja „varijante B“ koje ima mogućnost izvršenja simulacija rada napredne automatizacije SNDM mreže za ciljna scenarija rekonfiguracije mreže u slučaju pojave kvara na određenim deonicama mreže. Tokom probnog perioda, a i kasne kada su oba sistema prevedena u trajni rad, došlo je do više prorada napredne automatike SNDM mreže pri realnim pogonskim događajima i svaki slučaj prorade je posebno analiziran i verifikovan. Za potrebe prezentacije prorade napredne automatike SNDM mreže u ovom radu, za obe varijante rešenja, uzeti su pogonski događaju koji su imali kvarove na prvim deonicama delova SN mreže. Oba rešenja imaju identičan broj potrebnih manipulaciju (dve manipulacije) za potrebe restauracije napajanja Na Slici 10 prikazan je scenario rada napredne automatike SNDM mreže u slučaju rešenja zasnovanog na „Varijanti A“, koji praktično ima četiri koraka.



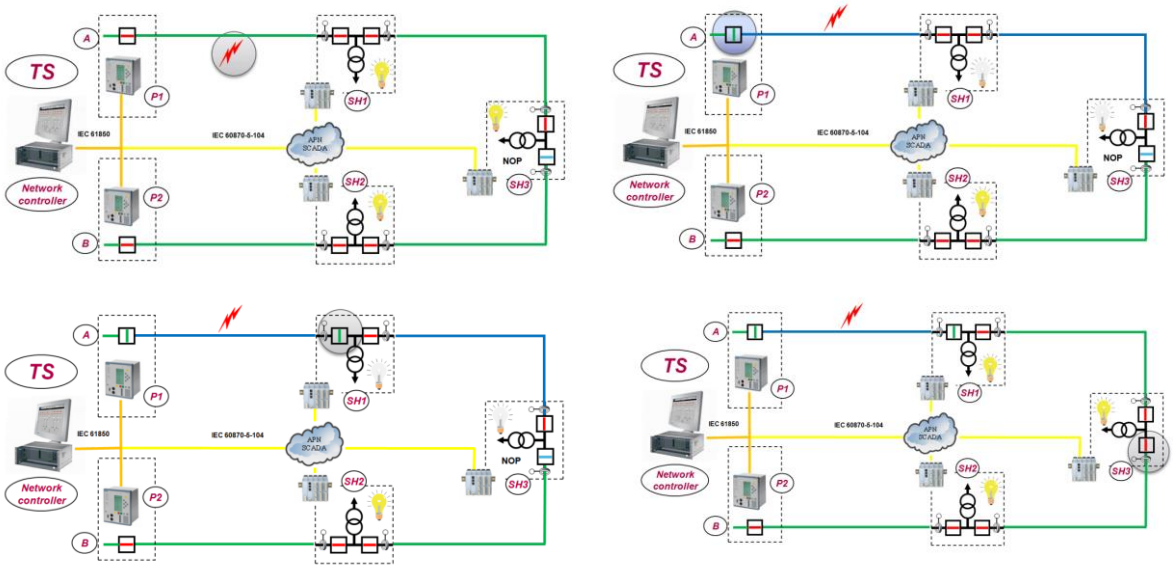
Slika 10 – Primer rada napredne automatizacije u slučaju kvara na prvoj deonici – „Varijanta A“

Na Slici 11 je prikazana lista događaja sa SCADA sistema u slučaju kvara na prvoj deonici mreže za „Varijantu A“. Na listi se uočavaju ključni događaju u listi (označeni posebnim bojama) koji su doveli do pravovremene prorade napredne automatizacije SNDM mreže. Kao što se može videti iz liste, u ovom scenariju napredne automatizacije SNDM mreže, realizovani sistem je izvršio rekonfiguraciju mreže za 18 sekundi, što je daleko kraće od postavljenog cilja od 30 sekundi. Važno je napomenuti da u listi nije bilo signala prorade identifikacije prolaska struje kvara, budući da je kvar bio na prvoj deonici.

07-Feb	04:11:02:900	1B0717	B-717	K01	VOD	NAPON	NIJE PRISUTAN		
07-Feb	04:11:02:914	1B0717	B-717	K03	VOD	NAPON	NIJE PRISUTAN		
07-Feb	04:11:02:996	1B0717	B-717	S00	SHG	SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI	KVAR		
07-Feb	04:11:03:042	1B0648	B-648	K03	VOD	NAPON	NIJE PRISUTAN		
07-Feb	04:11:03:052	1B0648	B-648	K01	VOD	NAPON	NIJE PRISUTAN		
07-Feb	04:11:03:127	1B0648	B-648	S00	SHG	SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI	KVAR		
07-Feb	04:11:03:386	100015	TS 110/10 kV Beograd 15	K99	VOD/MTK	KRATKOSPOJNA ZAŠTITA ISKLJUČENJE	REAGOVALA		
07-Feb	04:11:03:396	100015	TS 110/10 kV Beograd 15	K03	VOD	PREKIDAČ	ISKLJUČEN		
07-Feb	04:11:03:763	1B1857	B-1857	K01	VOD	NAPON	NIJE PRISUTAN		
07-Feb	04:11:03:829	1B0283	B-283	K04	VOD	NAPON	NIJE PRISUTAN		
07-Feb	04:11:03:830	1B0283	B-283	K02	VOD	NAPON	NIJE PRISUTAN		
07-Feb	04:11:03:858	1B1857	B-1857	S00	SHG	SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI TS	KVAR		
07-Feb	04:11:03:858	1B1857	B-1857	S00	SHG	SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI	KVAR		
07-Feb	04:11:03:968	1B0283	B-283	S00	SHG	SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI	KVAR		
07-Feb	04:11:04:635	1B0717	B-717	O01	DAS	NESTANAK NAPONA 230 V AC	NASTANAK		
07-Feb	04:11:04:739	1B0648	B-648	O01	DAS	NESTANAK NAPONA 230 V AC	NASTANAK		
07-Feb	04:11:05:586	1B0283	B-283	O01	DAS	NESTANAK NAPONA 230 V AC	NASTANAK		
07-Feb	04:11:08:689	1B0283	B-283	K04	VOD	SKLOPKA RASTAVLJAČ	ISKLJUČENA		
07-Feb	04:11:08:689	1B0283	B-283	S00	SHG	SHG - SEKVENCA U TOKU	NASTANAK		
07-Feb	04:11:20:254	1B0717	B-717	K03	VOD	NAPON	PRISUTAN		
07-Feb	04:11:20:261	1B0717	B-717	K01	VOD	NAPON	PRISUTAN	18 sec	
07-Feb	04:11:20:280	1B0717	B-717	O01	DAS	NESTANAK NAPONA 230 V AC	PRESTANAK		
07-Feb	04:11:20:349	1B0717	B-717	S00	SHG	SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI	NORMALNO		
07-Feb	04:11:20:402	1B0648	B-648	K03	VOD	NAPON	PRISUTAN		
07-Feb	04:11:20:413	1B0648	B-648	K01	VOD	NAPON	PRISUTAN		
07-Feb	04:11:20:434	1B0648	B-648	O01	DAS	NESTANAK NAPONA 230 V AC	PRESTANAK		
07-Feb	04:11:20:568	1B0648	B-648	S00	SHG	SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI	NORMALNO		
07-Feb	04:11:21:044	1B1857	B-1857	K01	VOD	SKLOPKA RASTAVLJAČ	UKLJUČENA		
07-Feb	04:11:21:124	1B1857	B-1857	K01	VOD	NAPON	PRISUTAN		
07-Feb	04:11:21:191	1B0283	B-283	K02	VOD	NAPON	PRISUTAN		
07-Feb	04:11:21:204	1B1857	B-1857	S00	SHG	SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI	NORMALNO		
07-Feb	04:11:21:291	1B0283	B-283	O01	DAS	NESTANAK NAPONA 230 V AC	PRESTANAK		
07-Feb	04:11:50:431	1B0648	B-648	S00	SHG	SHG - RASPOLOŽIVOST	NEAKTIVNA		
07-Feb	04:11:50:447	1B0717	B-717	S00	SHG	SHG - RASPOLOŽIVOST	NEAKTIVNA		
07-Feb	04:11:50:497	1B0648	B-648	O01	DAS	LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENA		
07-Feb	04:11:50:685	1B0717	B-717	O01	DAS	LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENA		
07-Feb	04:11:51:085	1B0283	B-283	S00	SHG	SHG - RASPOLOŽIVOST	NEAKTIVNA		
07-Feb	04:11:51:085	1B0283	B-283	S00	SHG	SHG - SEKVENCA U TOKU	PRESTANAK		
07-Feb	04:11:51:164	1B0283	B-283	S00	SHG	SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI	NORMALNO		
07-Feb	04:11:51:235	1B0283	B-283	O01	DAS	LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENA		
07-Feb	04:11:51:280	1B1815	B-1815	S00	SHG	SHG - RASPOLOŽIVOST	NEAKTIVNA		
07-Feb	04:11:51:360	1B1815	B-1815	O01	DAS	LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENA		
07-Feb	04:11:51:425	1B1857	B-1857	S00	SHG	SHG - NAPREDNA AUTOMATIZACIJA	ISKLJUČENA		
07-Feb	04:11:51:425	1B1857	B-1857	S00	SHG	SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI TS	NEAKTIVNA		
07-Feb	04:11:51:425	1B1857	B-1857	S00	SHG	SHG - RASPOLOŽIVOST	NEAKTIVNA		
07-Feb	04:11:51:499	1B1857	B-1857	O01	DAS	LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENA		
07-Feb	04:11:51:506	1B1857	B-1857	S00	SHG	SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI	KVAR		
07-Feb	04:11:59:233	1B0283	B-283	S00	SHG	SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI	KVAR		
07-Feb	04:18:18:000	100015	TS 110/10 kV Beograd 15	K03	VOD	PREKIDAČ	UKLJUČI	ZAHTEVANA KOM	
07-Feb	04:18:43:000	100015	TS 110/10 kV Beograd 15	K03	VOD	PREKIDAČ	UKLJUČI	KOM NEUSPEŠNO	
07-Feb	04:51:16:348	1B0283	B-283	S00	SHG	SHG - BLOKADA UKLJUČENJA	NASTANAK		
07-Feb	04:51:16:348	1B0283	B-283	K04	VOD	RASTAVLJAČ ZA UZEMLJENJE	UKLJUČEN		

Slika 11 – Lista događaja za proradu napredne automatizacija SNDM mreže – „Varijanta A“

Na Slici 12 prikazan je scenario rada napredne automatike SNDM mreže u slučaju rešenja zasnovanog na „Varijanti B“, gde se uočava da su identični koraci rada realizovanog algoritma. Takođe, uočava da se realizovani sistem u „Varijanti B“ zasniva na daleko složenijoj komunikaciji između komponenti realizovanog rešenja, što je prethodno na više mesta u radu nepomenuto.



Slika 12 – Primer rada napredne automatizacije u slučaju kvara na prvoj deonici – „Varijanta B“

Na Slici 13 je prikazana lista događaja sa SCADA sistema u slučaju kvara na prvoj deonici mreže za „Varijantu B“. Na listi se uočavaju ključni događaju u listi (označeni posebnim bojama) koji su doveli do pravovremene prorade napredne automatizacije SNDM mreže, pri čemu je lista značajno kraća budući da ne postoje u ovom rešenju signali koji se odnose na međusobnu komunikaciju između daljinskih stanica, jer je algoritam napredne automatizacije realizovan u nadređenom mrežnom kontroleru.

19-Mar	11:07:16:930	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	KRATKOSPOJNA ZAŠTITA ISKLJUČENJE	REAGOVALA	
19-Mar	11:07:16:986	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDAČ	ISKLJUČEN	
19-Mar	11:07:17:017	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVRATNI NAPON	NIJE PRISUTAN	
19-Mar	11:07:17:076	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	KRATKOSPOJNA ZAŠTITA ISKLJUČENJE	PRESTANAK	
19-Mar	11:07:17:102	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	BLOKADA	NASTANAK	
19-Mar	11:07:17:127	1Z0626	Z-626	K03	TR1	NAPON	NIJE PRISUTAN	
19-Mar	11:07:17:350	1Z0595	Z-595	K02	VOD	NAPON	NIJE PRISUTAN	31 sec
19-Mar	11:07:17:369	1Z0626	Z-626	K01	VOD	NAPON	NIJE PRISUTAN	
19-Mar	11:07:17:395	1Z0626	Z-626	K02	VOD	NAPON	NIJE PRISUTAN	
19-Mar	11:07:38:435	1Z0626	Z-626	K01	VOD	SKLOPKA RASTAVLJAČ	ISKLJUČENA	
19-Mar	11:07:47:675	1Z0595	Z-595	K02	VOD	SKLOPKA RASTAVLJAČ	UKLJUČENA	
19-Mar	11:07:47:692	1Z0595	Z-595	K02	VOD	NAPON	PRISUTAN	
19-Mar	11:07:47:698	1Z0626	Z-626	K03	TR1	NAPON	PRISUTAN	
19-Mar	11:07:47:707	1Z0626	Z-626	K02	VOD	NAPON	PRISUTAN	
19-Mar	11:07:47:890	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	S15	SoG Z626 VOD K01	BLOKADA	NASTANAK	

Slika 13 – Lista događaja za proradu napredne automatizacija SNDM mreže – „Varijanta B“

Sa prikazane liste događaja se utvrđuje da u ovom scenariju napredne automatizacije SNDM mreže, realizovani sistem je izvršio rekonfiguraciju mreže za 31 sekundi, što odgovara postavljenom cilju od 30 sekundi. Važno je napomenuti da je u ovom algoritmu uvedeno vremensko kašnjenje za svaku manipulaciju od 10 sekundi, što će se u narednom periodu eliminisati, tako da će se algoritam u ovom slučaju očekivano izvršiti za 10 sekundi.

6. ZAKLJUČAK

Napredna automatizacija SNDM mreže je kroz implementaciju dva rešenja, baziranih na različitim rešenjima vodećih svetskih proizvođača sistema i opreme za automatizaciju SNDM mreže, pokazala svu svoju superiornost u odnosu na rešenja automatizacije prethodnih generacija. Takođe, tokom praćenja rada realizovanih rešenja identifikovana je mogućnost daljeg poboljšanja rada primenjenih rešenja, pre svega u smanjenju ukupnog vremena za restauraciju napajanja krajnjih kupaca. Imajući u vidu da realizovana rešenja trenutno predstavljaju velika rešenja po obuhvatu mreže u svetskim razmerama, dobijeni rezultati svako predstavljaju svojevrstan „banchmark“ rezultata koji se postižu prilikom rada sistem za naprednu automatizaciju SNDM mreže.

LITERATURA

[1] D. Vukotić, N. Čolović, 2022, “Napredna automatizacija SNDM mreže”, CIRED SRBIJA 2022, R-3.01
[2] Proizvođačka dokumentacija, 2022, Elaborati sistema za naprednu automatizaciju SNDM mreže

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-12

POZITIVNI UČINCI UVOĐENJA SCADA/DMS/OMS SUSTAVA U ELEKTROPRIVREDI HZHB

POSITIVE EFFECTS OF THE INTRODUCTION OF THE SCADA/DMS/OMS SYSTEM IN ELEKTROPRIVREDA HZHB

Ilija ŽIVKOVIĆ, Končar KET, Hrvatska
Ante PIVČEVIĆ, Končar KET, Hrvatska
Ivan PAŠALIĆ, Končar KET, Hrvatska
Antonio DRMAĆ, JP Elektroprivreda HZHB, BiH
Dino SAMARDŽIĆ, JP Elektroprivreda HZHB, BiH
Dragana MARIĆ, JP Elektroprivreda HZHB, BiH
Andrija BANDIĆ, JP Elektroprivreda HZHB, BiH
Dajana PRSKALO, JP Elektroprivreda HZHB, BiH

KRATAK SADRŽAJ

U referatu se opisuju pozitivni učinci implementacije SCADA/DMS/OMS sustava na svakodnevno poslovanje JP Elektroprivrede HZHB. Implementacija SCADA/DMS/OMS sustava uključivala je instalaciju najnovije verzije PSIControl 4.5 (SCADA/DMS sustav) i PSICommand 3.5 (OMS sustav) koju je obavio konzorcij PSI Software SE i KONČAR - Inženjering d.o.o. U JP Elektroprivreda HZHB prije uvođenja SCADA/DMS/OMS sustava nije postojao sustav daljinskog nadzora i upravljanja energetskom mrežom. Osim pobližeg upoznavanja sa konfiguracijom samog sustava i njegovim funkcionalnostima te mogućnostima, u radu je dana usporedba vremena trajanja prekida nastalih zbog kvarova i planskih radova te u isporuci električne energije prije i nakon ugradnje SCADA/DMS/OMS sustava. Svi prethodno navedeni pozitivni učinci se očituju u kraćim prekidima u isporuci električne energije potrošačima što ima direktan utjecaj na skraćenje beznaponskih pauza i zadovoljstvo krajnjih korisnika, te na financijsko poslovanje JP Elektroprivrede HZHB.

Ključne riječi: SCADA, DMS, OMS, SAIDI, SAIFI

ABSTRACT

The report describes the positive effects of the SCADA/DMS/OMS system implementation on the daily operations of JP Elektroprivreda HZHB. The implementation of the SCADA/DMS/OMS system included the installation of the latest version of PSIControl 4.5 (SCADA/DMS system) and PSICommand 3.5 (OMS system) performed by the consortium PSI Software SE and KONČAR - Inženjering d.o.o. In JP Elektroprivreda HZHB, before the introduction of the SCADA/DMS/OMS system, there was no system of remote monitoring and management of the energy network. In addition to a closer acquaintance with the configuration of the system itself and its functionalities and possibilities, the paper compares the duration of interruptions caused by failures and planned works and in the supply of electricity before and after the installation of the SCADA/DMS/OMS system. All the previously mentioned positive effects are manifested in shorter interruptions in the supply of electricity to consumers, which has a direct impact on the reduction without voltage breaks and user satisfaction, as well as on the financial operations of JP Elektroprivreda HZHB.

Key words: SCADA, DMS, OMS, SAIDI, SAIFI

Ilija ŽIVKOVIĆ, Končar KET, ilija.zivkovic@koncar-ket.hr
Ante PIVČEVIĆ, Končar KET, ante.pivcevic@koncar-ket.hr
Ivan PAŠALIĆ, Končar KET, ivan.pasalic@koncar-ket.hr
Antonio DRMAĆ, JP Elektroprivreda,HZHB, antonio.drmac@ephzhb.ba
Dino SAMARDŽIĆ, JP Elektroprivreda HZHB, dino.samardzic@ephzhb.ba
Dragana MARIĆ, JP Elektroprivreda HZHB, dragana.maric@ephzhb.ba
Andrija BANDIĆ, JP Elektroprivreda HZHB, andrija.bandic@ephzhb.ba
Dajana PRSKALO, JP Elektroprivreda HZHB, dajana.prskalo@ephzhb.ba

1. UVOD

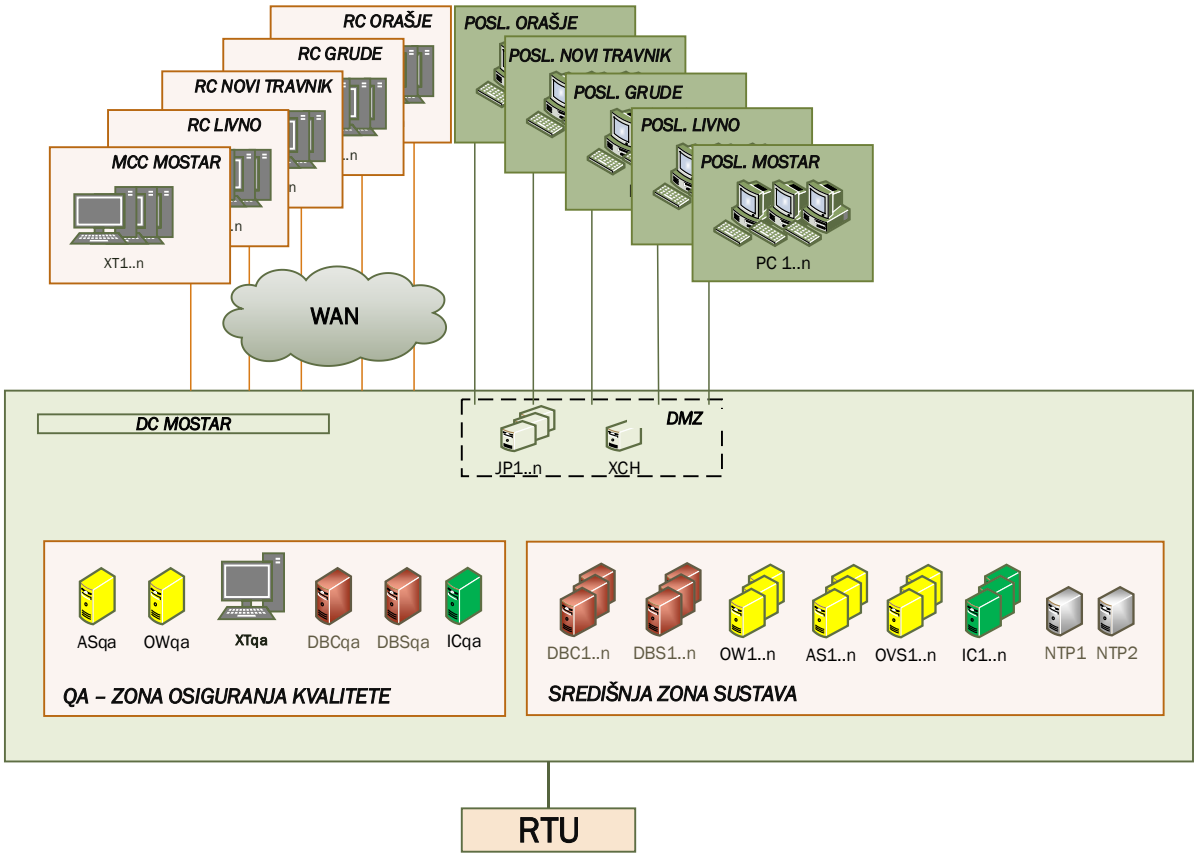
Distributivni elektroenergetski sustavi u zadnjem desetljeću bilježe znatan porast investicija nadogradnje i proširenja procesnih sustava u smislu ugradnje modernih sustava i komponenata baziranih na digitalnoj tehnologiji u svrhu osiguravanja pouzdanog i sigurnog rada elektroenergetskog sustava uslijed novih izazova i trendova koji se stavljaju na distributivne mreže u opsegu povećanja potrošnje električne energije, uključivanja obnovljivih izvora električne energije, povećanja kvalitete električne energije koja se isporučuje krajnjem kupcu te novog režima rada u kojem kupac električne energije može ujedno biti i proizvođač električne energije.
JP Elektroprivreda HZHB posluje u 35 općina Federacije Bosne i Hercegovine, električnom energijom opskrbljuje ukupno oko 190.000 krajnjih kupaca. Posjeduje 12.572 kilometra distribucijske mreže naponskih razina 0,4 kV, 10 kV i 20 kV, te 296 kilometara 35 kV mreže. Poduzeće raspolaže s ukupno 3.697 trafostanica, te ima instaliranih oko 30.000 pametnih brojila.
Za ispunjenje svojih osnovnih ciljeva kao i zadovoljavanje novih zahtijeva uslijed liberalizacije tržišta električne energije, bilo je potrebno izgraditi moderan sustav daljinskog nadzora i upravljanja elektroenergetskom mrežom da bi i u budućnosti mogli odgovoriti zahtjevima tržišta, te nastaviti kvalitetno i pouzdano opskrbljivati svoje kupce električnom energijom.

2. ORGANIZACIJSKA STRUKTURA DISTRIBUCIJE ELEKTRIČNE ENERGIJE EP HZHB

Distribucijska mreža EP HZHB-a sastoji se od 33 pretežito izolirane energetske mreže, otoka. Radi se o mrežama naponskih nivoa 35, 20 i 10 kV. Izolirane mreže su međusobno povezane preko nacionalnog prijenosnog sustava naponskog nivoa 400, 220 i 110 kV koji je rukovođen i upravljan od strane kompanije Elektroprijenos BiH. Svaka izolirana mreža u većini slučajeva je direktno povezana sa organizacijskom strukturom unutar EP HZHB kompanije na način da joj je pridružena jedna ili više poslovnica koja je nadležna za cijelu ili dio izolirane mreže. Sve poslovnice su grupirane u tri distributivna područja: DP Jug, DP Centar i DP Sjever. Distributivno područje DP Jug zbog svoje veličine dodatno se dijeli na tri pogona: Pogon Mostar, Pogon Grude i Pogon Livno. Ovakva organizacijska struktura nadležnosti i upravljanja je preuzeta i integrirana u projekt SDO sustava. Distribucijskom mrežom EP HZHB-a upravlja se iz jednog glavnog upravljačka centra smještenog u Mostaru (DP Jug) i četiri regionalna upravljačka centra smještena u Grudama (DP Jug), Livnu (DP Jug), Novom Travniku (DP Centar) i Orašju (DP Sjever).

2.1 Organizacijska shema

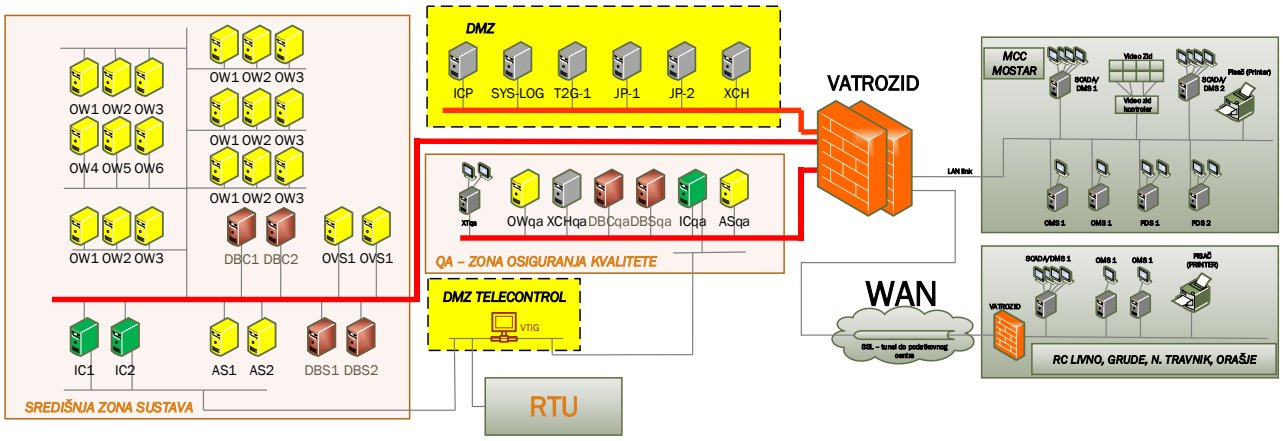
Svi upravljački centri, regionalni centri (RC) u Grudama, Livnu, Novom Travniku i Orašju te glavni centar (MCC) u Mostaru povezani su u jedan zajednički SDO sustav čija je glavna sklopovska oprema smještena u sistem sali centra upravljanja u Mostaru dok su udaljena radna mjesta instalirana u poslovnicama pojedinih regionalnih centara. Arhitektura SDO sustava je prikazana na slika 1. Ovakva arhitektura SDO sustava omogućuje prijenos nadležnosti i upravljanja s regionalne mreže na glavni upravljački centar čime se osigurava fleksibilnija podjela nadležnosti nad dijelovima mreže unutar i van radnog vremena osiguravajući kontinuirani 24/7 nadzor distributivne mreže.



Slika 1. Organizacijska shema SDO sustava

2.2 Arhitektura sustava

Upravljanje elektroenergetskim sustavom zasniva se na računalnom sustavu daljinskog vođenja (SDV). SDV sustav svojim naprednim rješenjima pruža pouzdanost, optimalnost, pametno upravljanje i zaštitu za sve razine distribucijskog sustava. S naprednim mogućnostima prikupljanja podataka SCADA sustav (eng. Supervisory Control And Data Acquisition) ima ulogu automatizacija cijele distribucijske mreže, olakšavanje daljinskog nadzora, koordiniranja i upravljanja distribucijskim postrojenjima te prikupljanje i arhiviranje podataka.
Na slici 2, prikazana je arhitektura SDO sustava s cjelokupnom sklopovskom opremom (poslužitelji, radne stanice) i logičkim prikazom komunikacijske mreže koja povezuje sve komponente sustava na lokaciji Mostar i lokacijama regionalnih centara. Četiri regionalna centra su povezana s podatkovnim centrom u Mostaru preko zaštićene WAN mrežne infrastrukture (veze IPSEC-, SSL ili VPN tunel).
Svi upravljački centri u osnovi su jednako konfigurirani. U regionalnim centrima (Livno, Grude, Novi Travnik i Orašje) instalirana je po jedna radna stanica za SCADA/DMS funkcije i po dvije radne stanice za OMS funkcije. U glavnom kontrolnom centru u Mostaru instalirane su dvije radne stanice za SCADA/DMS funkcije, dvije radne stanice za OMS funkcije te dvije radne stanice za inženjering sustava i video zid. Kao zasebni sustav instaliran je i QA (eng. Quality Assurance) razvojno ispitni sustav koji je vjerna replika glavnog sustav u vidu SDO funkcionalnosti, a koji se koristi za testiranje zakrpi, novih programskih nadogradnji sustava te ispitivanja novih objekata prilikom puštanja u pogon i spajanja na glavni SDO sustav.



Slika 2. Arhitektura SDO sustava

Arhitektura cijelog SDO sustava podijeljena je na zone sukladno osnovnim funkcionalnostima i informacijskoj sigurnosti. Podatkovni centar (na slici 2 iznad prikazano kao središnja zona sustava) s poslužiteljima odvojen je od vanjskih sustava s dva vatrozida (*eng. Firewall*) dok se spajanje regionalnih centara obavlja preko vatrozida instaliranog na svakoj lokaciji regionalnog centra.

U SDO sustavu postoje tri zone sigurnosti:

1) DMZ zona – demilitizirana zona koju čine poslužitelji i mrežna oprema koji se nalaze između dva vatrozida. Služi za sigurni pristup sustavu iz poslovne mreže EP HZHB-a za uredske korisnike;
2) Središnja zona – središnja zona sustava koju čine poslužitelji za implementaciju svih funkcionalnosti SDO sustava;
3) QA zona – zona osiguranja kvalitete u kojoj se nalaze poslužitelji testnog sustava na kojima se paralelno s glavnim sustavom testiraju sve dorade i zakrpe prije instalacije na glavni sustav.

Svaki poslužitelj u središnjoj zoni sustava sadrži svoj redundantan par. Međusobna sinkronizacija podataka u stvarnom vremenu osigurana je i provodi se internim programskim mehanizmima. Redundancijom poslužitelja i samih aplikacija osigurava se neometan rad sustava ukoliko dođe do iznenadnog pada jednog od poslužitelja.

2.3 Podjela elektroenergetskih objekata povezanih na SCADA sustav

U JP Elektroprivredi HZHB postoje 4 vrste objekata koji su daljinski povezani sa SCADA sustavom:

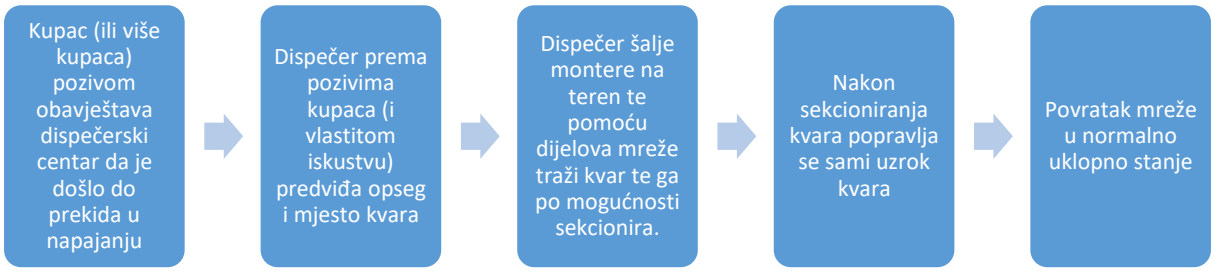
- Trafostanice X/110kV/X koje su u vlasništvu Elektroprijenosa BiH, te Elektroprivreda upravlja samo 35kV i 10kV vodnim poljima (29).
- Trafostanice 35/10kV koje su u vlasništvu Elektroprivrede i kojima u cijelosti upravljaju (16).
- Rasklopnice 10kV koje su daljinski povezane sa SCADA sustavom (57).
- Daljinski upravljive i nadzirane rastavne sklopke (DUNRS) su rastavljači u dubini mreže koji su daljinski povezani (73)

Tip objekta	Pogon Mostar	Pogon Grude	Pogon Livno	DP Centar	DP Sjever
TS 110 kV	12	4	5	6	2
TS 35 kV	6	1	4	2	3
RP 10 kV	26	10	7	12	2
DUNRS	25	18	12	16	2

Tablica 1. Raspodjela objekta po distributivnim područjima

3. MREŽNI POKAZATELJI PRIJE UVOĐENJA SCADA SUSTAVA

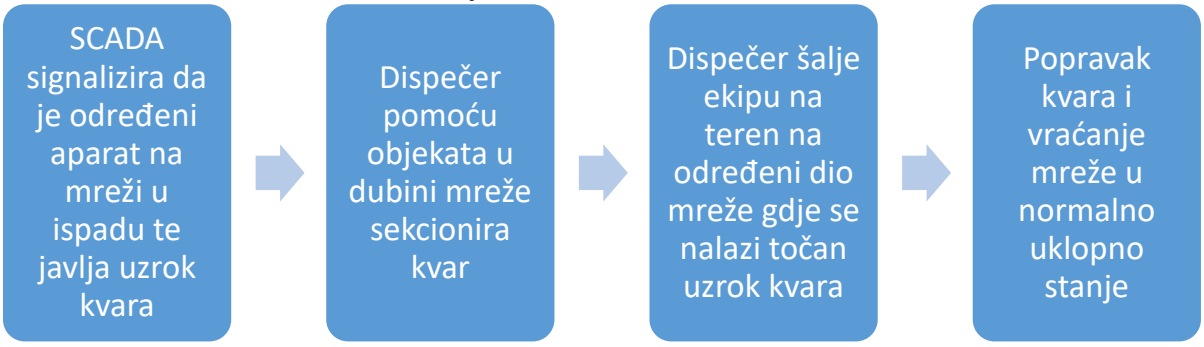
Postupak otkrivanja kvarova prije uvođenja SCADA sustava, koji je bio dosta dugotrajniji i uključivao puno više osoba u sam proces sekcioniranja i pronalaženja kvara, opisan je donjim dijagramom:



Kako je u dijagramu navedeno, da bi se uopće otkrio kvar potrebno je da da kupci telefonskim pozivom obavijeste dispečerski centar o nestanku napajanja pa u nekim slučajevima protekne i po nekoliko sati od nestanka napajanja do prijave kvara. Nakon što dispečer sazna da postoji problem na mreži, šalje uklopničara na objekte na tom dijelu mreže kako bi se otkrila vrsta zaštite koja je reagirala, te po potrebi provjerilo radi li se o prolaznom kvaru. Ako nije riječ o prolaznom kvaru isključuje se dio mreže koji je pod kvarom te odlazi dalje u dubinu mreže kako bi se sekcionirao kvar. Rastavljanjem pojedinih rastavljača na dijelovima mreže pobliže se otkriva samo mjesto kvara, "zdravi" dijelovi puštaju pod napon, te smanjuje dio mreže koju je potrebno detaljno pregledati. Nakon sekcioniranja i pronalaska točnog uzroka kvara kojeg je potrebno otkloniti, mreža se vraća u normalno uklopno stanje.
Za samo sekcioniranje mreže u kvaru, kao i pronalazak mjesta kvara potrebno je rasporediti više djelatnika na terenu kako bi mogli uključivati i nadzirati pojedine elemente mreže, te prilikom otklanjanja kvara odvojiti potreban dio mreže i uzemljiti ga. Osim većeg broja djelatnika ovaj postupak iziskuje dobru koordinaciji između dispečerskog centra i svih koji sudjeluju u rješavanju problema na terenu.

4. MREŽNI POKAZATELJI ZA VRIJEME RADA SCADA SUSTAVA

Postupak otkrivanja kvara na SCADA sustavu je višestruku brži, kvar se otkriva ranije, te je potreban manji broj djelatnika na terenu jer je prije njihovog izlaska na teren kvar već sekcioniran, te je potrebno za pregledati manji dio mreže kako bi se ustanovila točna lokacija i uzrok kvara.



Na dijagramu je prikazan postupak koji se trenutno primjenjuje kada imamo u funkciji SCADA sustav. Dispečer odmah uočava kvar na SCADA sustavu, može bolje predvidjeti vrstu kvara prema zaštiti koja je djelovala i kreće u sekcioniranje samog kvara kako bi što manje kupaca bilo pogođeno. Što se više objekata nalazi u dubini mreže lakše je i preciznije sekcioniranje kvara, terenskoj ekipi ostaje manji dio mreže za pregledati, te je samim time i trajanje kvara kraće.

5. USPOREDBA

Pri radu i eksploataciji elektroenergetskog sustava dolazi do mnogih utjecaja, kako onih predvidivih i očekivanih, tako i onih nepredvidivih i manje očekivanih. Na poremećaje u radu, posebno distributivnog sustava, uz eventualno nedovoljan ili nesustavan rad na održavanju sustava, najveći utjecaj imaju prirodne vremenske (ne)prilike. Kako su potonje pojave nepredvidive i neravnomjerno vremenski i prostorno raspoređene tako mogu i različito utjecati na rad elektroenergetskog sustava kao i na poremećaje u elektroenergetskom sustavu. Uz sve mjere predostrožnosti i planiranja sustava da izdrži i takve uvjete, poremećaji se ipak događaju.
Kako bi se ocijenio rad sustava u novim uvjetima, a o kojima je u radu riječ, potrebno je proći jedno duže vremensko razdoblje. To više što pojedini značajniji utjecaji, prije svega vremenskih neprilika (jaki olujni vjetrovi,

mećave, poplave, itd.) mogu uvelike utjecati na pokazatelje kvalitete isporuke električne energije u gledanom razdoblju te dati krivu sliku o pokazateljima sustava u novim uvjetima rada. Zbog toga bi za kvalitetnu analizu trebali imati jedno duže razdoblje, u kojem bi se navedeni neplanirani utjecaji stopili u prosjek.
Međutim, ako se promatra i kraće razdoblje, definitivno se mogu uvidjeti različita kretanja pokazatelja kvalitete isporuke, uzevši u obzir niže organizacijske cjeline (poslovne jedinice). U nastavku će se pokušati dovesti u vezu pozitivne i negativne promjene pokazatelja u usporedbi s značajem udjela daljinskog nadzora i upravljanja po karakterističnim poslovnim jedinicama.
Kako je već navedeno, havarijska stanja uveliko narušavaju pokazatelje isporuke te se stoga u izračunima u nekim državama izbacuju iz računanja pokazatelja te se računaju zasebno. Budući da su zbog takvih događanja u 2023. godini pokazatelji značajan utjecaj za područje DP Centar i DP Sjever, u nastavku će se referirati samo na pokazatelje u DP Jug, koje se zbog svoga obima može smatrati referentnim.
Kao relevantan parametar za usporedbu bi se koristio pokazatelj kvalitete isporuke SAIDI (System Average Interruption Duration Index) koji daje prosječno trajanje prekida po korisniku u određenom području tijekom određenog vremenskog razdoblja. Parametar odnosno pokazatelj kvalitete isporuke električne energije SAIDI računa se zasebno za neplanirane zastoje (kvarove) kao i za planirane zastoje. U ovome radu, usporedbi odnosno analizi koristio bi se parametar SAIDI za neplanirane zastoje budući se smatra da je najrelevantniji za utjecaj sustava daljinskog nadzora i upravljanja.
Prvi način sagledavanja pokazatelja napravljen je kao usporedba niza godina prije puštanja sustava daljinskog nadzora i upravljanja te niza godina nakon puštanja sustava u rad. Stoga je uzet prosjek pokazatelja isporuke za razdoblje 2018-2021. godina te razdoblje 2022-2023. godina. U zadnje stupcu je usporedba prosjeka gdje je sa – predstavljeno smanjenje prosjeka 2022-2023 u odnosu na prosjek 2018-2021, odnosno sa + ako je došlo do povećanja SAIDI za prosjek 2022-2023 u odnosu na prosjek 2018-2021.

SAIDI neplanirani [min]	prosjek 2018-2021	prosjek 2022-2023	1-(2022-2023 / 2018-2021)
DP JUG	**320**	**237**	**-26%**
POGON MOSTAR	**186**	**146**	**-22%**
Poslovnica Mostar	71	54	-24%
Poslovnica Čapljina	273	134	-51%
Poslovnica Čitluk	283	197	-30%
Poslovnica Stolac	300	124	-59%
Poslovnica Neum	238	258	+8%
Poslovnica Rama	256	346	+35%
Poslovnica Doljani	344	217	-37%
Poslovnica Ravno	922	803	-13%
POGON GRUDE	**356**	**213**	**-40%**
Poslovnica Grude	241	67	-72%
Poslovnica Široki Brijeg	457	169	-63%
Poslovnica Ljubuški	481	388	-19%
Poslovnica Posušje	344	176	-49%
POGON LIVNO	**492**	**455**	**-8%**
Poslovnica Livno	366	343	-6%
Poslovnica Tomislavgrad	812	639	-21%
Poslovnica Drvar	390	480	+23%
Poslovnica Glamoč	406	362	-11%
Poslovnica Kupres	136	193	+42%
Poslovnica Grahovo	594	786	+32%

Tablica 2: Usporedba pokazatelja

Drugi način usporedbe napravljen je kao poređenje pokazatelja isporuke, također parametra SAIDI za neplanirane zastoje i to uzevši u obzir 2023. godinu u odnosu na 2022. godinu. Vrijedi napomenuti da su pokazatelji u 2023. godini općenito lošiji zbog značajne prirodne nepogode (olujni vjetar i velike snježne padaline) koja je zahvatila područje djelovanja Distribucije električne energije, EPHZHB i čime je uzrokovano nekoliko havarijskih

događaja. Međutim, pregledom podataka u dole priloženoj tablici može se uočiti značajna razlika pokazatelja isporuke po organizacijskim jedinicama (poslovnicama).

SAIDI neplanirani [min]	2022	2023	2023 / 2022
DP JUG	**197**	**277**	**140%**
POGON MOSTAR	**131**	**161**	**123%**
Poslovnica Mostar	50	59	118%
Poslovnica Čapljina	162	107	66%
Poslovnica Čitluk	216	178	82%
Poslovnica Stolac	124	123	99%
Poslovnica Neum	196	321	164%
Poslovnica Rama	159	533	335%
Poslovnica Doljani	163	272	167%
Poslovnica Ravno	619	987	160%
POGON GRUDE	**130**	**297**	**228%**
Poslovnica Grude	29	105	361%
Poslovnica Široki Brijeg	178	160	90%
Poslovnica Ljubuški	197	580	294%
Poslovnica Posušje	58	294	508%
POGON LIVNO	**410**	**500**	**122%**
Poslovnica Livno	413	272	66%
Poslovnica Tomislavgrad	454	825	182%
Poslovnica Drvar	424	535	126%
Poslovnica Glamoč	215	510	237%
Poslovnica Kupres	302	85	28%
Poslovnica Grahovo	545	1027	188%

Tablica 3: Usporedba pokazatelja

6. ZAKLJUČAK

Prikazanom usporedbom pokazatelja isporuke SAIDI za neplanirane zastoje za niz godina 2022-2023 u odnosu na niz godina 2018-2021 primjeti se da je prosječno vrijeme zastoja kraće za 26% čime bi se dao pozitivan utjecaj uvođenjem sustava daljinskoga nadzora i upravljanja koji je u tome vremenu uveden.
Usporedbom istog pokazatelja isporuke SAIDI za neplanirane zastoje za 2023. godinu u odnosu na 2022. godinu istakle su se pojedine organizacijske jedinice (poslovnice) koje bilježe razvidno kraće vrijeme zastoja od ostalih. Slijedom navedenoga dovedene su u korelaciju s značajnijim brojem objekata unutar distributivne mreže uvedenih u sustav daljinskog nadzora i upravljanja. Prema tome, mogu se izdvojiti poslovnice Čapljina (1 TS 35/10kV i 8 RP 10kV), Čitluk (3 RP 10kV), Široki Brijeg (1 TS 35/10kV i 3 RP 10kV), Livno (2 TS 35/10kV i 5 RP 10kV).
Ovo su samo jedni od utjecaja uvođenja novoga sustava u rad odnosno mjerljivi pokazatelji kvalitete isporuke. Time se nije uzimao u obzir utjecaj sustava na druge segmente kao što je smanjenje angažiranja djelatnika u radu na terenu, smanjenje potrošnje goriva, povećanje zadovoljstva krajnjih korisnika itd.
Preporuka je da bi se daljnjim uvođenjem objekata u sustav daljinskog nadzora i upravljanja pokazatelji kvalitete isporuke dodatno poboljšali posebno u onim poslovnicama u kojima su odstupanja pokazatelja značajno veća od područja više razine u kojima se te poslovnice nalaze.

LITERATURA

[1] PSI AG, Končar KET – Tehničko rješenje SDO sustava, Lipanj 2017

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-13

PILOT PROJEKT NAPREDNE MREŽE - AUTOMATIZACIJA DISTRIBUCIJSKE MREŽE

SMART GRID PILOT PROJECT - DISTRIBUTION NETWORK AUTOMATION

Goran PIŠKOR, HEP Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska
Ivan PERIŠA, HEP Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska
Dario LOVREKOVIĆ, HEP Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska

KRATAK SADRŽAJ

Zahtjevi energetske tranzicije, povećanje integracije obnovljivih izvora energije, dekarbonizacije te povećanje energetske samodostatnosti ubrzali su uvođenje naprednih rješenja i digitalizaciju elektroenergetskog distribucijskog sustava.
HEP-Operator distribucijskog sustava je proveo Pilot-projekt uvođenja naprednih mreža vrijedan 23,5 milijuna eura koji se odnosi na digitalizaciju dijela elektrodistribucijske mreže u Hrvatskoj. Projekt je trajao 5 godina, završio krajem 2023. godina, a njime se ulaže u tri funkcionalna područja napredne elektrodistribucijske mreže: napredna mjerna infrastruktura, razvoj i optimizacija konvencionalne mreže te automatizacija srednjonaponske mreže.
Projektnom aktivnošću automatizacija SN mreže u sklopu pilot projekta naprednih mreža obuhvaćena je srednjonaponska mreža i korisnici elektrodistribucijske mreže u pet distribucijskih područja HEP ODS-a: Elektri Zagreb, Elektroslavoniji Osijek, Elektrodalmaciji Split, Elektri Zadar i Elektrojugu Dubrovnik. Projektna aktivnost uključuje ugradnju 503 rastavne sklopke s procesno-komunikacijskom opremom za automatizaciju nadzemnih SN vodova, dok je automatizacija kabelske SN mreže omogućena ugradnjom 167 daljinski upravljivih sklopnih blokova s procesno-komunikacijskom opremom. Provedba ovog projekta doprinijet će povećanju pouzdanosti napajanja električnom energijom te stvaranju uvjeta za bolju integraciju distribuirani izvora.
U radu su prikazana implementirana rješenja ugradnje rastavnih sklopki i SN blokova, različita komunikacijska rješenja kao i izazovi organizacije ugradnje velikog broja rastavnih sklopki i SN blokova u srednjenaponsku mrežu.

Ključne riječi: Napredna mreža, Pouzdanost distribucijske mreže, Sigurnost opskrbe električnom energijom, Komunikacijske tehnologije

ABSTRACT

The requirements of the energy transition, increased integration of renewable energy sources, decarbonization and increased energy self-sufficiency accelerated the introduction of advanced solutions and the digitization of the power distribution system.
HEP-Distribution system operator carried out a pilot project for the introduction of advanced networks worth 23.5 million euros, which refers to the digitization of part of the electricity distribution network in Croatia. The project lasted 5 years, ended at the end of 2023, and it invests in three functional areas of the advanced electricity distribution network: advanced measurement infrastructure, development and optimization of the conventional network, and automation of the medium voltage network.
The project activity of MV network automation as part of the advanced networks pilot project covers the medium voltage network and users of the distribution network in five distribution areas of HEP DSO: Elektra Zagreb, Elektroslavonia Osijek, Elektrodalmacija Split, Elektra Zadar and Elektrojug Dubrovnik. The project activity includes the installation of 503 pole mounted disconnector switches with process-communication equipment for the automation of overhead MV lines, while the automation of the MV cable network is enabled by the installation of 167 remotely controlled ring main units (RMU) with process-communication equipment. The implementation of this project will contribute to increasing the reliability of electricity supply and creating conditions for better integration of distributed energy resources (renewables).
This paper presents the implemented solutions for installing disconnect switches and RMUs, various communication solutions, as well as the organizational challenges of installing a large number of disconnect switches and RMUs in the medium voltage network.

Key words: Advanced network, Distribution network automation, Security of electricity supply, Communication technologies

Goran Piškor, goran.piskor@hep.hr
Ivan Periša, ivan.perisa@hep.hr
Dario Lovreković, dario.lovrekovic@hep.hr

1. UVOD

HEP – Operator distribucijskog sustava d.o.o. proveo je „Pilot projekt uvođenja naprednih mreža“, koji obuhvaća ulaganja u tri funkcionalna područja napredne elektrodistribucijske mreže: napredna mjerna infrastruktura, razvoj i optimizacija konvencionalne mreže te automatizacija srednjonaponske mreže.

Ovim projektom je obuhvaćena srednjonaponska mreža i korisnici elektrodistribucijske mreže u pet distribucijskih područja HEP ODS-a: Elektra Zagreb, Elektroslavonija Osijek, Elektrodalmacija Split, Elektra Zadar i Elektrojug Dubrovnik, a ciljevi su povećanje učinkovitosti distribucije električne energije, povećanje pouzdanosti napajanja i povećanje broja korisnika s pristupom naprednoj mreži.

Projekt se s udjelom od 85% financira sredstvima fondova EU za financijsko razdoblje 2014.-2020. (Operativni program konkurentnost i kohezija, specifični cilj 4d1: Pilot projekti uvođenja naprednih mreža) temeljem Ugovora o dodjeli bespovratnih sredstava potpisanog 24. srpnja 2018. godine (referentni broj KK.04.3.1.01.0001.). Razdoblje provedbe Projekta je od 24. svibnja 2018. do 31. prosinca 2022. godine.
Ključne projektne aktivnosti su:

PA1 - Napredna mjerna infrastruktura. Projektna aktivnost obuhvaća ugradnju sumarnih brojila u 6.125 TS 10(20)/0,4 kV i ugradnju naprednih mjernih uređaja kod 24.000 krajnjih kupaca.

PA2 - Razvoj i optimizacija konvencionalne mreže. Projektnu aktivnost čini zamjena 449 postojećih transformatora 10(20)/0,4 kV energetski učinkovitim transformatorima (distribucijski transformatori sa smanjenim gubicima prema Uredbi EC(EU) br. 548/2014.).

PA3 - Automatizacija srednjonaponske mreže. Projektna aktivnost je fokus ovoga referata, a obuhvaća ugradnju 503 daljinski upravljive rastavne sklopke s komunikacijskom opremom u funkciji automatizacije i rekonfiguracije nadzemnih SN vodova te automatizaciju 167 SN postrojenja kabelske mreže ugradnjom daljinski upravljivih sklopnih blokova.

Primjenom tehničkih rješenja automatizacije i upravljanja po dubini srednjonaponske mreže moguće je povećati pouzdanost napajanja te efikasnost vođenja mreže. Upotreba daljinski upravljivih rastavnih naprava (dalje: DURN) u nadzemnoj i kabelskoj mreži, omogućuje bržu detekciju i lociranje kvara te bržu izolaciju mjesta kvara, što rezultira smanjenjem trajanja prekida napajanja i smanjenjem količine neisporučene električne energije. Korištenjem navedenih rješenja moguće je i učinkovitije ograničiti nepovoljan učinak planiranih prekida kroz brže prekapčanje korisnika mreže kod pripreme postrojenja za planirani prekid.

Sukladno Desetogodišnjem planu razvoja distribucijske mreže HEP Operatora distribucijskog sustava, procjenjuje se da je primjenom suvremenih tehnologija moguće postići smanjenje vremenskog trajanja ispada vodova od 25-30% u odnosu na prethodno stanje. Iz navedenog slijedi da primjena tehničkih rješenja automatizacije i upravljanja po dubini srednjonaponske mreže, doprinosi ispunjenju ciljnog pokazatelja za povećanje pouzdanosti napajanja, u pogledu smanjenja broja i trajanja neplaniranih prekida.
Kako bi se kvantificirali učinci projektne aktivnosti PA3, definiran je i konačni cilj projekta koji predviđa smanjenje prosječnog trajanja prisilnih prekida po kupcu (SAIDI), uslijed zastoja u SN mreži, isključujući prekide uzrokovane višom silom, u područjima u kojima je primijenjen koncept „naprednih mreža“ sa 183.78 min/kupcu polazišna 2014. godina) na ciljanu vrijednost od 165,22 min/kupcu. Ostvareni rezultati su i višestruko bolji od ciljane vrijednosti te je prema podacima i statistici iz aplikacije DISPO, pokazatelj SAIDI za svih 5 dsitribucijskh područja za 2023. godinu iznosio 71,71 min/kupcu.

Osim povećanja pouzdanosti napajanja, ispunjenje definiranoga cilja, primjena daljinski upravljivih rastavnih sklopki i sklopnih blokova, omogućuje i brzo preusmjeravanje tokova električne energije u mreži a time i neprekinuti rad distribuiranih izvora te otočni rad dijelova mreže u slučajevima kvara (ukoliko regulatorni okvir to omogućava), što čini preduvjete za širu integraciju distribuiranih izvora.

Primjenom navedenih tehničkih rješenja moguće je ostvariti i šire socio-ekonomske koristi kao što su: smanjenje troškova ponovne uspostave napajanja, povećanje neposredne potrošnje električne energije, povećanje udjela distribuiranih izvora.

2. TEHNIČKA RJEŠENJA

U nastavku su prikazana tehnička rješenja automatizacije nadzemne i kabelske mreže srednjeg napona.

2.1 Automatizacija nadzemne mreže srednjeg napona

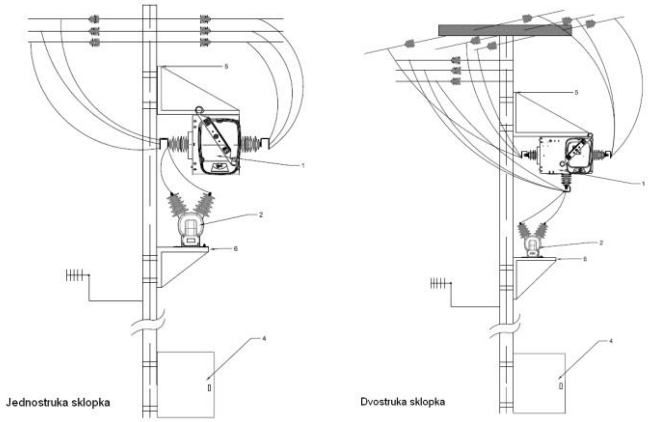
Automatizacija i rekonfiguracija nadzemnih SN vodova planira se postići ugradnjom daljinski upravljivih rastavnih sklopki u dvije izvedbe (jednostruka i dvostruka sklopka). Sklopke su dvopoložajne (bez uzemljivača) nazivne struje 630A. Nazivni napon opreme je 24 kV, izolacijsko sredstvo i medij za gašenje luka je plin SF6. Sklopke su opremljene motornim pogonom te strujnim i naponskim senzorima za mjerenje osnovnih električkih veličina i detekciju kvarova u mreži.

Napajanje upravljačkih i signalnih krugova sklopke, upravljačkog ormarića sklopke sa pripadajućom procesnom i komunikacijskom opremom predviđeno je iz AKU baterija smještenih u upravljačkom ormariću. AKU baterije dopunjavaju se iz standardnog NMT (sekundarno prespojivog za napone 20 kV ili 10 kV ovisno o pogonskom naponu dijela mreže u koji se sklopka ugrađuje).

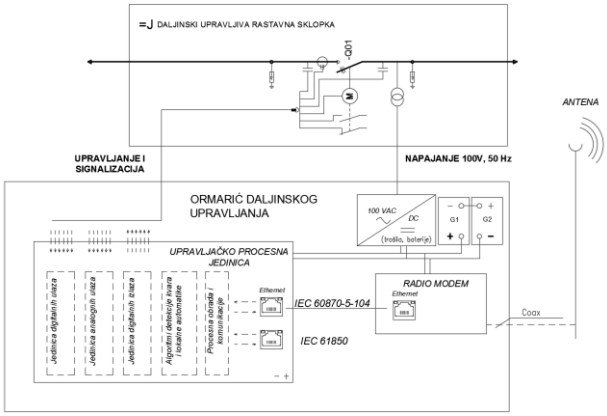
Procesno upravljačka oprema u ormariću predviđena je u formi numeričke jedinice koja objedinjuje detekcijske, upravljačke i procesno komunikacijske funkcije rastavne sklopke kao i signalizaciju stanja kako slijedi:

- Lokalno električno upravljanje SF6 sklopkom i
- Prikupljanje procesnih signala preko digitalnih ulaza (signalizacije)
- Prikupljanje procesnih mjerenja preko analognih ulaza (mjerenja faznih struja i napona, te izračun P [kW], Q [kVAr] i S [kVA])
- Izdavanje komandi preko digitalnih izlaza (komande - upravljanje)
- Indikacija (detekcija) kvarova u distribucijskoj mreži pomoću različitih algoritama te signalizaciju kvarnih stanja u nadređeni centar kako slijedi:
    - preopterećenje voda - usmjereno/neusmjereno djelovanje
    - zemljospoj voda - usmjereno/neusmjereno djelovanje (vatmetrička metoda)
    - podnapon i nadnapon na vodu
    - lokator kvarova na vodu
- Algoritmi lokalne automatike sklopke
- Lokalni zapis i poremećaja u nadzemnoj SN mreži i događaja lokalne automatike
- Komunikacija s nadređenim centrom vođenja po IEC 60870-5-104 protokolu
- Horizontalna komunikacija po protokolu IEC 61850, korištenjem GOOSE poruka.

S obzirom na obim projekta i raznolikost opreme i stupnih mjesta u nastavku je dana načelna shema spajanja opreme na stupu kao i načelna blok shema konfiguracije opreme za uvođenje u SCADA sustav a detaljna dokumentacija predviđena je uz samu isporuku.



Slika 1 – Načelna shema rasporeda i spajanja opreme na stupu SN mreže
Izvor – Elaborat provedbe: Automatizacija srednjenaponske mreže, HEP ODS [3]



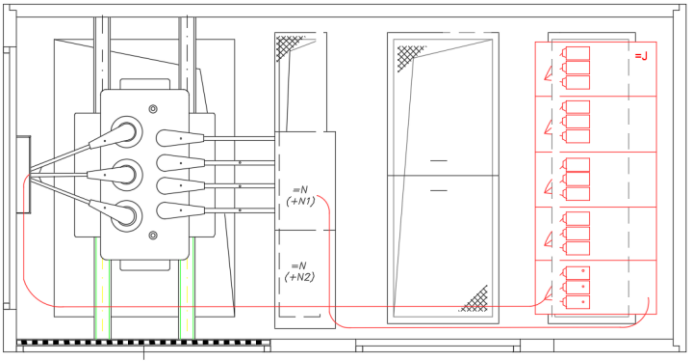
Slika 2 – blok shema konfiguracije opreme za SCADA sustav
Izvor – Elaborat provedbe: Automatizacija srednjenaponske mreže, HEP ODS [3]

2.2 Automatizacija kabelske mreže srednjeg napona

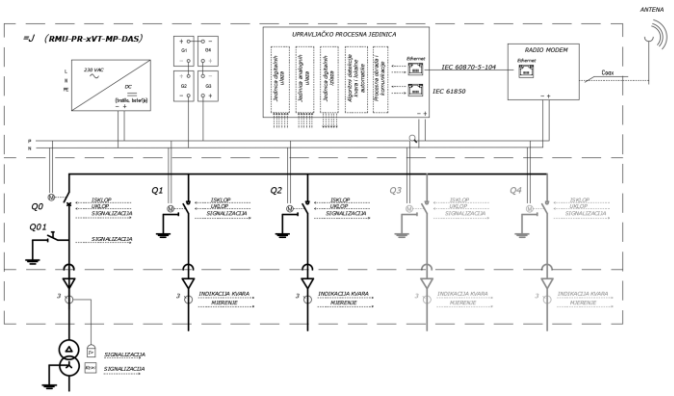
Automatizacija SN postrojenja u kabelskoj mreži planira se postići ugradnjom daljinski upravljivih sklopnih blokova u tri izvedbe (2VT, 3VT i 4VT). Sklopna oprema blokova je nazivne struje 630A te 200A za prekidač trafo polja. Nazivni napon opreme je 24 kV, izolacijsko sredstvo je plin SF6 a medij za gašenje luka je vakuum ili plin SF6 u ovisnosti o tipu sklopnog aparata. Blokovi su opremljeni učinskim rastavljačima sa motornim pogonom te strujnim i naponskim senzorima za mjerenje osnovnih električkih veličina i detekciju kvarova u mreži. Napajanje upravljačkih i signalnih krugova bloka, upravljačkog ormarića sa pripadajućom procesnom i komunikacijskom opremom predviđeno je iz AKU baterija smještenih u upravljačkom ormariću. AKU baterije dopunjavaju se iz NN krugova vlastite potrošnje TS.
Procesno upravljačka oprema sastoji se od numeričke jedinice koja objedinjuje detekcijske, upravljačke i procesno komunikacijske funkcije sklopnog bloka kao i signalizaciju stanja kako slijedi:

- Lokalno električno upravljanje sklopnim aparatima
- Prikupljanje procesnih signala preko digitalnih ulaza (signalizacije)
- Prikupljanje procesnih mjerenja preko analognih ulaza (mjerenja faznih struja i napona te izračun P [kW], Q [kVAr] i S [kVA], F [Hz], cos φ)
- Izdavanje komandi preko digitalnih izlaza (komande (upravljanje))
- Indikacija (detekcija) kvarova u distribucijskoj mreži pomoću različitih algoritama te signalizaciju kvarnih stanja u nadređeni centar kako slijedi:
    - preopterećenje voda - usmjereno/neusmjereno djelovanje,
    - zemljospoj voda - usmjereno/neusmjereno djelovanje (vatmetrička metoda)
    - podnapon i nadnapon na vodu
    - lokator kvarova na vodu
- Zaštita transformatora od preopterećenja I> i kratkog spoja
- Algoritmi lokalne automatike sklopke
- Lokalni zapis i poremećaja u nadzemnoj SN mreži i događaja lokalne automatike
- Komunikacija s nadređenim centrom vođenja po IEC 60870-5-104 protokolu

S obzirom na obim projekta te raznolikost opreme i konačne načine montaže blokova u različitim konstrukcijskim inačicama TS 10(20)/0,4 kV u nastavku je dana načelna shema spajanja opreme u TS kao i načelna blok shema konfiguracije opreme za uvođenje u SCADA sustav a detaljna dokumentacija predviđena je uz samu isporuku.



Slika 3 - Shema rasporeda opreme i spajanja SN bloka u TS
Izvor – Elaborat provedbe: Automatizacija srednjenaponske mreže, HEP ODS [3]



Slika 4 - načelna blok shema konfiguracije opreme za SCADA sustav
Izvor – Elaborat provedbe: Automatizacija srednjenaponske mreže, HEP ODS [3]

3. PRIPREMA I ORGANIZACIJA REALIZACIJE

3.1 Raspodjela opreme

S obzirom da je riječ o ukupno 670 lokacija realizacije projektne aktivnosti PA3 disperziranih na 5 distribucijskih područja u obuhvatu, gdje osim nabavke krupne opreme treba osigurati i sitni montažni i spojni materijal sukladno stvarnim potrebama na konkretnim lokacijama realizacije projekta, izazovi organizacije su prilično veliki.
Prema Studiji izvodljivosti Pilot projekta uvođenja naprednih mreža koju su za HEP d.d i HEP ODS d.o.o izradili ErnstYoung i Energetski Institut Hrvoje Požar u periodu 2015/2016. godine planirana je ugradnja slijedećih količina navedene opreme po tipovima:

- 342 jednostruke SF6 rastavne sklopke,
- 161 dvostruka SF6 rastavna sklopka,
- 37 SF6 sklopnih blokova u izvedbi 2VT,
- 107 SF6 sklopnih blokova u izvedbi 3VT,
- 23 SF6 sklopnih blokova u izvedbi 4VT,
- 87 GPRS komunikacijskih preklopnika sa pripadajućim antenskim sustavom,
- 490 digitalnih UHF radijskih modema sa pripadajućim antenskim sustavima različitih dobitaka,
- 93 TETRA modema u dvije izvedbe ovisno o RF snazi sa propadajućim antenskim sustavima različitih dobitaka.

Nabava navedene opreme je provedena kroz više odvojenih postupaka javne nabave:

- Daljinski upravljive rastavne sklopke: postupak obuhvaća energetski dio sklopnog postrojenja (sklopka, naponski mjerni transformator NMT i senzoriku), procesno upravljački dio u zasebnom upravljačkom ormariću zajedno sa besprekidnim napajanjem te osnovni set SN i NN spojnih kabela (SN jumper kabeli, signalna veza ormar-sklopka, senzorske veze te NN spoj ormara i NMT). Postupak nabave podijeljen je u dvije grupe prema konfiguraciji sklopki; jednostruke i dvostruke,
- Daljinski upravljivi sklopni blokovi: postupak obuhvaća energetski dio sklopnog postrojenja (blok, senzorika), procesno upravljački dio u integriranom pretincu zajedno sa besprekidnim napajanjem i signalnim vezama prema bloku i senzorima. Postupak nabave podijeljen je u tri grupe prema konfiguraciji SN blokova; 2VT, 3VT i 4VT),
- Komunikacijska oprema za automatizaciju SN mreže: postupak obuhvaća energetski aktivnu komunikacijsku opremu zajedno sa antenom i RF spojnim materijalom. Postupak nabave podijeljen je u tri grupe prema tehnologiji komunikacijske opreme; GPRS, digitalni UHF radio i TETRA), pri čemu se tipovi antenskih sustava razlikuju ovisno o potrebi konačne lokacije ugradnje primarne opreme.

Raspodjela energetske, procesne i komunikacijske opreme po distribucijskim područjima iskazana je u tablicama 1 i 2.

Tablica 1 - Energetska i procesna oprema – raspodjela po distrbucijskim područjima

DP	SF_6 sklopke			SN blokovi				Ukupno
	Jednostruke	Dvostruke	Σ	2 VT	3 VT	4 VT	Σ	
Elektra Zagreb (4001)	98	45	**143**	11	35	2	**48**	**191**
Elektroslavonija Osijek (4008)	73	5	**78**		15	10	**25**	**103**
Elektrodalmacija Split (4013)	131	40	**171**	20	34	3	**57**	**228**
Elektra Zadar (4014)	5	65	**70**	3	16	4	**23**	**93**
Elektrojug Dubrovnik (4016)	35	6	**41**	3	7	4	**14**	**55**
UKUPNO	**342**	**161**	**503**	**37**	**107**	**23**	**167**	**670**

Tablica 2. Komunikacijska oprema – raspodjela po distribucijskim područjima

DP	GPRS	UHF	TETRA	Ukupno radio kompleti
Elektra Zagreb (4001)	24	167	-	**191**
Elektroslavonija Osijek (4008)	10	-	93	**103**
Elektrodalmacija Split (4013)	28	200	-	**228**
Elektra Zadar (4014)	17	76	-	**93**
Elektrojug Dubrovnik (4016)	8	47	-	**55**
UKUPNO	**87**	**490**	**93**	**670**

3.2 Realizacija projektne aktivnosti automatizacije srednjenaponske mreže

Faza pripreme projekta obuhvaćala je izradu nužnih podloga za kvalitetan odabir lokacija ugradnje opreme i samo praćenje realizacije i napretka projekta, a sastojala se od:

- Izrade podloga za odabir lokacija ugradnje sa ciljem postizanja maksimalnog učinka na povećanje pouzdanosti napajanja dijela distribucijske mreže
- Podatci bitni za kontrolu ispravnog odabira lokacije ugradnje rastavnih sklopki prema modelima planiranja iz prethodno navedene studije izvodljivosti pilot projekta [1] te Studije razvoja automatizacije SN mreže DP Elektroistra Pula (GAP metodologija) [2].
- Izrade podloga sa minimalnim skupom informacija nužnim za praćenje realizacije i izvješćivanje o napretku projekta
- Podatci o lokaciji ugradnje i vrsti opreme za ugradnju
- Podatci bitni za procjene troškova montaže, montažnog materijala, uvođenja u SDV i ostalih nespecificiranih radova karakterističnih za lokaciju ugradnje
- Izrade terminskih planova provedbe, usuglašavanje konačnog načina postupanja (priprema, ugradnja, nadzor, izvještavanje, praćenje, procjena troškova)
- Izradu podloga za koordinaciju provedbe te mjerenje učinka i postizanje zadanog cilja smanjenja SAIDI pokazatelja

Realizacija projekta obuhvaća:

- Nabavu energetske, procesno-upravljačke i komunikacijske opreme prema prethodnim tablicama i opisima, koja se sufinancira iz EU fondova;
- Specifikacija i nabavka montažnog materijala, opreme i usluga koji se ne sufinanciraju iz EU fondova a obuhvaća slijedeće aktivnosti:
  - Izrada specifikacije potrebnog materijala i usluga
  - Provedba postupaka nabave
- Ugradnja opreme obuhvaća slijedeće aktivnosti:
  - Preuzimanje opreme i ostalog materijala sa skladišta
  - Radovi demontaže i montaže, sa iskazom troškova pripreme i transportnih troškova
  - Ugradnja montažnog/spojnog materijala i pribora – energetika (odvodnici prenapona, nosači sklopke, kabelski završetci za blokove te ostali sitni montažni i spojni pribor)
  - Ožičenje signalnih i sekundarnih krugova SN bloka prema transformatoru i prema razvodu vlastite potrošnje TS - rad i materijal, ožičenje sekundarnih krugova rastavne sklopke i pripadajućeg upravljačkog ormarića
- Izrada elaborata udešenja zaštite (proradni pragovi za indikaciju kvara) te parametriranje i ispitivanje zaštitnih funkcija procesno-upravljačke opreme,
- Iskaz i nabava nespecificiranog materijala i usluga ovisnih o konkretnoj lokaciji ugradnje – energetika (rekonstrukcija kabelskih privoda u TS, zamjena stupa i/ili interpolacija novog stupnog mjesta i slično)

- Uvođenje postrojenja u SCADA sustav distribucijskog područja, nije financirano iz EU fondova a obuhvaća slijedeće aktivnosti:
  - Montaža i konfiguriranje komunikacijske opreme prema zahtjevima lokacije, nabavka SIM kartica za GPRS modeme,
  - Parametriranje SCADA funkcija procesno-upravljačke opreme i funkcionalno ispitivanje signalizacije, komandi i mjerenja,
  - Inžinjering radovi na SCADA sustavima u upravljačkim centrima, prihvat i ispitivanje signala,
  - Iskaz i nabava nespecificiranog materijala i usluga ovisnih o konkretnoj lokaciji ugradnje – komunikacije (izgradnja digipiter lokacije za prijenos signala sa područja koje nije pokriveno komunikacijskom mrežom)
- Stručni nadzor, kontrole kvalitete, izvješće o realizaciji, dokumentiranje.

4. SUSTAV ZA PRAĆENJE I IZVJEŠĆIVANJE O NAPREDKU PROJEKTA

Za potrebe pripreme projekta i praćenje realizacije formirani su različiti zbirni tablični prikazi te pojedinačni obrasci za svaku lokaciju koji sadržavaju sve bitne elemente za planiranje i praćenje napretka. Obrasci se mogu koristiti za planiranje aktivnosti i troškova po pojedinoj lokaciji, a nakon provedenih aktivnosti isti se koristi u formi izvješća o provedenim aktivnostima na lokaciji uz ostalu popratnu dokumentaciju. Osim pojedinačnih obrazaca, za praćenje napretka projekta nužno je uspostaviti i minimalno kvartalno izvješćivanje o napretku koje sadrži najmanje slijedeće bitne podatke:

- Zbirne količine ugrađene opreme po tipu i troškove podijeljene u dvije kategorije
- Vrijednost opreme financirane iz EU fondova
- Vrijednost ostalih ulaganja (materijal, rad i prijevoz)
- Procjenu ostvarenja mjere za idući kvartal

Osim praćenja napretka projekta posebno je potrebno pratiti i učinak projekta automatizacije SN mreže kojim je u 2023. godini potrebno postići cilj - smanjenje prosječnog trajanja prisilnih prekida po kupcu, uslijed zastoja u SN mreži, isključujući prekide uzrokovane višom silom, u područjima u kojima je primijenjen koncept „naprednih mreža“ za 16,3% u odnosu na 2014. godinu.
Polazišna vrijednost SAIDI pokazatelja za neplanirane prekide bez više slile u prijavi projekta iznosi 183,78 min/kupcu za 2014 godinu a ciljana vrijednost je 165,22 min/kupcu za 2023 godinu.
Ukupni SAIDI pokazatelj za 5 distribucijskih područja obuhvaćenih projektom dobiven je na način da se SAIDI pokazatelj za pojedini DP množi sa brojem korisnika u DP-u, a zatim se suma dobivenih 5 rezultata dijeli sa ukupnim brojem korisnika za svih 5 distribucijskih područja.
U svrhu ocjene uspješnosti dijela projekta koji se odnosi na automatizaciju SN mreže, potrebno je temeljem podataka iz aplikacije DISPO za godišnje izvješće o sigurnosti opskrbe u distribucijskom sustavu za 2023. godinu dokazati da je SAIDI pokazatelj za neplanirane prekide bez više slile jednak ili manji od 165,22 min/kupcu za 5 distribucijskih područja u obuhvatu projekta.
Za potrebe praćenja učinka mjere tijekom realizacije projekta potrebno je jednom godišnje provesti analizu kretanja SAIDI pokazatelja za neplanirane prekide bez više slile na predmetnih 5 distribucijskih područja tijekom trajanja projekta. Na isti način se mora u prvoj polovini 2024. godine izraditi konačno izvješće o postizanju cilja i konačne ocijene uspješnosti mjere.

5. IZAZOVI TIJEKOM REALIZACIJE PROJEKTA

5.1 Organizacija ugradnje SF6 sklopki i SN blokova

Zbog relativno kratkih rokova u kojima je oprema trebala biti ugrađena, jedan od izazova tijekom ugradnje i ispitivanja opreme je bio i istovremena ugradnja opreme na više lokacija. Na primjeru Elektre Zagreb, godišnje se ugrađivalo desetak daljinskih upravljivih objekata u SN mreži, dok je u 2023. godini ugrađeno 98 daljinski upravljivih objekata. Zbog velike količine radova za koje je potrebno isključenje i prekid opskrbe električnom energijom, a da se ne naruše pokazatelji kvalitete opskrbe, reorganizirani su procesi i organizacija ugradnje u odnosu na dosadašnju praksu i prethodno razdoblje. Na svim trafostanicama 10(20)/0,4 kV je prethodno postavljena komunikacijska oprema i uspostavljena veza prema nadređenom SCADA sustavu u centru vođenja. SN blokovi su na skladištu prethodno ispitani prema SCADA sustavu, uz korekcije konfiguracije, parametara i prikaza, što je rezultiralo ispitivanjem na terenu u trajanju 30-45 minuta. Ukupno trajanje zamjene bloka, prilagodbe kabelskih glava te ispitivanje i puštanje u pogon je smanjeno s početnih 9 sati (prva dva postorjenja) na konačnih 5-6 sati (ovisno o izvedbi sam trafostanice i tipu SN postrojenja 2VT, 3VT i 4VT).

Kod ugradnje DURN-ova, prvo su na stupove postavljani ormari s procesnom i komunikacijskom opremom te je za svaku lokaciju uspostavljena komunikacija (s privremenom antenom) prema SCADA sustavu. Kod ugradnje samih sklopki, za vrijeme isključenja napajanja, montiran je i antenski sustav te je provedeno konfiguriranje i funkcionalno ispitivanje same sklopke prema prethodno usuglašenim konfiguracijama. Kod prvih ugradnji sklopki isključenja su trajala 7-8 sati, a nakon nekoliko ugradnji, isključenje po sklopki je trajalo 5-6 sati (ovisno da li je sklopka jenostruka ili dvostruka).

5.2 Komunikacijska infrastruktura

Za potrebe komunikacije s daljinski upravljivim objektima, korištene su digitalne radijske mreže za prijenos podataka (u vlasništvu HEP ODS-a) i mobilne mreže mobilih operatera (GPRS/3G/4G). Zbog velikog broja lokacija koje je trebalo povezati, uspostavljane su nove pristupne komunikacijske točke kako bi se proširilo područje pokrivanja radijskom mrežom i omogućilo komunikacijsko povezivanje daljinski upravljivih objekata.
Ovim pilot projektom je predviđena i veća upotreba mreže mobilnih operatera. Kod korištenja mreža mobilnih operatera, pokazao se problem autonomije njihovih baznih postaja kod isključenja napajanja zbog ugradnje sklopki što je onda kasnije dovelo do nemogućnosti samog funkcionalnog ispitivanja. Ovaj problem je izražen većinom u ruralnim područjima gdje se područja pokrivanja baznih stanica mobilnih operatera ne preklapaju, a bazne stanice su imale kratku autonomiju cca 15-30 minuta nakon isključenja. Ovo samo ukazuje na razne izazove i da je potrebno pametno odabrati način komunikacijskog povezivanja pojedinog daljinski upravljivog objekta.

6. PRIMJENA IZGRAĐENE INFRASTRUKTURE

HEP ODS trenutno ima oko 1.450 automatiziranih postrojenja u dubini svoje SN mreže koji su izgrađeni kroz redovite investicijske aktivnosti u posljednjih petnaestak godina. Stoga povećanje broja automatiziranih postrojenja za 670, koliko ih je predviđeno ovim projektom, predstavlja značajan iskorak u ukupnom stupnju automatizacije distribucijske mreže čime se ostvaruju daljnji preduvjeti za optimizaciju funkcija vođenja distribucijske mreže u HEP ODS-u, a posebno u kontekstu daljnje digitalizacije procesa vođenja kroz napredne sustave vođenja (npr. ADMS i sl.). Dakle, ovako izgrađena i digitalizirana infrastruktura u dubini SN mreže važan je segment u svim kasnijim fazama uvođenja fleksibilnosti u distribucijskoj mreži.

7. ZAKLJUČAK

Uvažavajući važnost ovog izazovnog i zanimljivog razdoblja tranzicije distribucijskog sustava u napredni, fleksibilni sustav, spreman prilagoditi se dinamici potreba i novih funkcionalnosti svojih korisnika mreže, prihvaćajući svoju dinamičnu ulogu između sve aktivnijih korisnika distribucijske mreže i prijenosnog sustava, automatizacija dodatnih 670 točaka u dubini SN mreže jest značajan iskorak u smjeru moderne distribucijske mreže. Opredjeljenje za čistom energijom jedan je od glavnih pokretača promjena u sektoru energetike pa tako i elektroenergetike. Posljedični zaokret prema proizvodnji energije iz obnovljivih izvora energije, dovesti će do značajnih promjena u načinu funkcioniranja elektroenergetskog sustava. Ako uzmemo u obzir podatak da se veliki dio instalirane snage obnovljivih izvora energije u nekom elektroenergetskom sustavu upravo priključuje na naponske razine distribucijske mreže, valja zaključiti da će se najznačajnije promjene događati upravo u distribucijskom sustavu, odnosno, da će doći do značajne promjene operatora distribucijskog sustava - potreba za aktivnim operatorom mreže. Dakle, sam elektroenergetski sustav od centraliziranog postaje decentraliziran, a distribucijska mreža od pasivne postaje aktivna.
Dosadašnje ustaljene funkcije vođenja, odnosno, pogona distribucijske mreže su pred velikim izazovima koje donose spomenute promjene, a jedan dio odgovora na pitanje kako osigurati pouzdanu opskrbu u mreži sa složenim sastavnicama pogona može se naći u naprednim (distribucijskim) mrežama i snažnoj digitalizaciji i automatizaciji. Stoga izgradnjom modernih, digitaliziranih sastavnica u dubini SN mreže predstavlja tek prvi korak ka stvaranju napredne mreže u punom smislu.

LITERATURA

[1] Dokumentacija i Rezultati Studije izvodljivosti Pilot projekta uvođenja naprednih mreža u HEP ODS-u, 2018.godina.
[2] Dokumentacija i Rezultati Studije razvoja automatizacije SN mreže DP Elektroistra Pula, 2020.godina
[3] Projektna aktivnost 3: Automatizacija srednjenaponske mreže Elaborat provedbe, 2020.godina

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-14

AUTOMATSKA REKONFIGURACIJA SREDNJENAPONSKE DISTRIBUTIVNE MREŽE HEP OPERATORA DISTRIBUCIJSKOG SUSTAVA

AUTOMATIC RECONFIGURATION OF HEP DISTRIBUTION SYSTEM OPERATOR MIDDLE VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORK

Tomislav Stupić, Končar-Inženjering d.o.o., Hrvatska
Domagoj Peharda, Končar-Inženjering d.o.o., Hrvatska
Denis Benčec, Končar-Inženjering d.o.o., Hrvatska
Mario Zadro, HEP - Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska
Domagoj Budiša, HEP - Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska
Dario Lovreković, HEP - Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska

KRATAK SADRŽAJ

HEP Operator Distribucijskog sustava (HEP ODS) kao jedini operator nadležan za poslove distribucije električne energije u Republici Hrvatskoj u suradnji sa Končar Inženjeringom proveo je pilot projekt uspostave centralnog sustava za automatsku rekonfiguraciju mreže (ARM) na manjem obuhvatu mreže srednjeg napona (SN). Za pilot projekt odabran je pogodan segment distribucijske SN mreže sa optimalnim brojem i rasporedom daljinski upravljivih postrojenja po dubini SN mreže i mogućnošću napajanja potrošača iz više izvora. Cilj pilot projekta je bio uspostaviti pouzdan centralni ARM algoritam primjenjiv i na ostale dijelove SN mreže HEP ODS-a uz prihvatljive korisničke prilagodbe ulaznih i izlaznih podataka potrebnih za rad. Referat opisuje tehničko rješenje logike upravljanja promatranim dijelom pilot SN mreže i provođenje automatske rekonfiguracije topologije SN mreže u zatvorenoj petlji sa razine SCADA/DMS sustava bez intervencije operatera. U poglavljima ispod dan je pregled ARM algoritma, shematski prikaz SN mreže i provedenih ispitivanja u tvornici i na terenu

Ključne riječi: SCADA, centar upravljanja, ARM, automatska rekonfiguracija mreže

ABSTRACT

HEP Distribution System Operator (HEP ODS), as the only operator responsible for electricity distribution in the Republic of Croatia, in cooperation with Končar Engineering ltc., implemented a pilot project for the establishment of a central system for automatic network reconfiguration (ARM) on a smaller medium voltage (MV) network. For the pilot project, a suitable segment of the MV distribution network was selected with the optimal number and arrangement of remotely controlled equipment according to the depth of the network and the possibility of powering from multiple sources. The goal of the pilot project is to establish a reliable ARM algorithm applicable to other parts of the MV network of HEP ODS with acceptable user adjustments. The paper describes the technical solution of the control logic of the observed part of the pilot MV network and the implementation of automatic reconfiguration of the MV network topology in a closed loop from the SCADA/DMS system level without operator intervention. In the chapters below, there is an overview of the ARM algorithm, a schematic representation of the MV network and tests carried out in the factory and on site.

Key words: SCADA, distribution centre, FLISR, Fault Location Isolation System Restoration

Tomislav Stupić, tomislav.stupic@koncar-ket.hr
Domagoj Peharda, domagoj.peharda@koncar-ket.hr
Denis Benčec, denis.bencec@koncar-ket.hr
Mario Zadro, mario.zadro@hep.hr
Domagoj Budiša, domagoj.budisa@hep.hr
Dario Lovreković, dario.lovrekovic@hep.hr

1. UVOD

HEP Operator Distribucijskog sustava (HEP ODS) kao jedini operator nadležan za poslove distribucije električne energije u Republici Hrvatskoj u suradnji sa Končar Inženjeringom proveo je pilot projekt uspostave centralnog sustava za automatsku rekonfiguraciju mreže (ARM) na manjem obuhvatu mreže srednjeg napona (SN).
Transformatorske stanice HEP ODS-a na sučelju prijenosne mreže kao i trafostanice primarne distribucije velikom većinom su uvedene u SCADA/DMS sustave daljinskog vođenja dok je SN mreža po svojoj dubini u većem opsegu ručno upravljana ekipama na terenu koje provode sklopne radnje po nalogu dispečera iz upravljačkih centara.
Intenziviranjem ulaganja u automatizaciju SN mreže u zadnjoj dekadi, odnosno ugradnjom većeg broja daljinski upravljivih rasklopnih postrojenja i indikatora kvara po dubini SN mreže, mjestimice je već ostvarenja njihova dovoljna gustoća za uspostavu centralnog sustava (ARM) koji ima za cilj smanjenje trajanja prekida opskrbe nastalih kao posljedica kvara u SN mreži. Za pilot projekt odabran je pogodan segment SN mreže sa optimalnim brojem i rasporedom daljinski upravljivih postrojenja po dubini mreže i mogućnošću napajanja iz više izvora.

2. ALGORITAM FLISR

Algoritam koji se upotrebljava za centralni sustav za automatsku rekonfiguraciju mreže (ARM) u ovom pilot projektu je FLISR (eng. Fault Location, Isolation and System Restauration) algoritam. Taj algoritam je odgovoran za otkrivanje lokacije kvara SN mreže, izolaciju kvara i ponovnu uspostavu napajanja potrošača u nadziranom dijelu SN mreže. Trenutni SCADA sustav za nadzor i upravljanje distribucijskim područjem ne posjeduje FLISR algoritam te je za ovaj pilot projekt napravljen program koji koristi podatke iz SCADA sustava, izračuna lokaciju kvara, izolira kvar i napravi ponovnu uspostavu napona na zdravom dijelu nadziranog dijela SN mreže distribucijskog područja. Program s FLISR algoritmom je u stvarnom vremenu integriran sa SCADA sustavom čije funkcije koristi za slanje naloga prema upravljivim elementima.

2.1 Početni poticaj

Da bi ARM algoritam uopće počeo svoj rad potrebno je odrediti koji su uvjeti njegove aktivacije. Najčešće je isklop prekidača koji spaja distribucijski izvod 10/20 kV s manjim ili većim brojem spojenih potrošača unutar transformatorske stanice 110/10(20) kV ili 35/10(20) kV pokretač algoritma, no ukoliko postoji signal automatski ponovni uklop (APU) u promatranom polju izvoda potrebno je ispuniti dodatne uvjete pokretanja. Moguće je čekati aktivaciju signala APU definitivni isklop, no također je moguće čekati da prođe određeno vrijeme po isklopu prekidača uslijed prorade zaštite pa provjeriti da li još uvijek nema napona na donjoj strani prekidača da se pokrene ARM algoritam.
Dodatni uvjet je da je nadzirani segment SN mreža radijalna u svakom svojem dijelu. Ukoliko mreža nije radijalna algoritam se ne pokreće jer nije ispunjen glavni topološki uvjet.

2.2 FL – Fault Location – Lokacija kvara

Lokacija kvara počinje od strane početnog (isklopljenog) prekidača nadziranog dijela SN mreže gdje je nestalo napona. Algoritam pristupa SCADA sustavu te dohvaća sva stanja rasklopnih uređaja na promatranom dijelu mreže i skup ostalih informacija i signala. Prolazi se kroz sve zatvorene sklopke, neprekinute vodove ili privremene vodove, ukoliko na nekoj sklopci koji ima mogućnost daljinskog upravljanja postoji indikator kvara i on je indicirao prolazak struje kvara tada se ta sklopka pamti u varijablu zadnja sklopka prolaska struje kratkog spoja [Sks]. Ukoliko u sljedećim posjećenim sklopkama postoji indikator kvara no on nije indicirao da je prošla struja kratkog spoja tada se ta sklopka pamti u skup sklopki bez prolaska struje kratkog spoja [Snks]. Time je kvar lociran između zadnje sklopke prolaska struje kratkog spoja [Sks] i skupa sklopki bez prolaska struje kratkog spoja.

2.3 I – Isolation – Izolacija

Isključivanjem zadnje sklopke kroz koju je prošla struja i prve sljedeće sklopke kroz koju nije prošla struja kratkog spoja se izolira kvar.

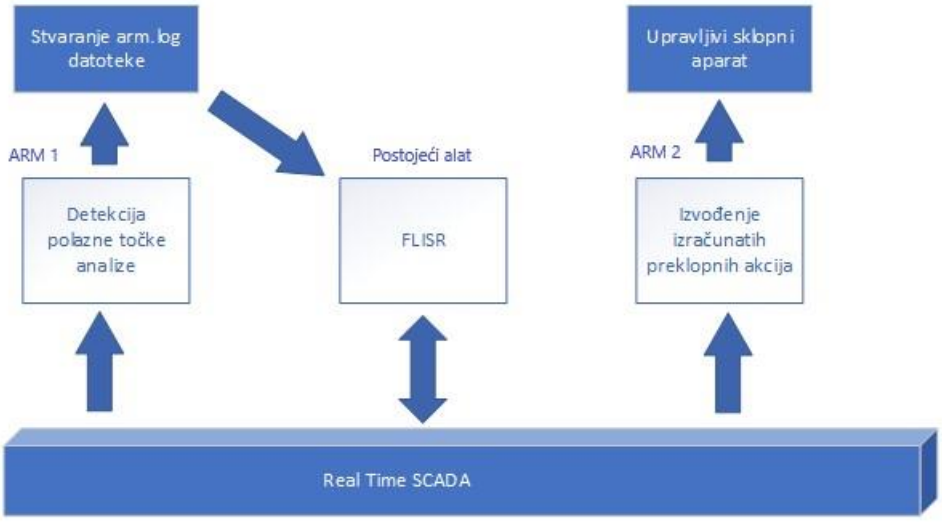
2.4 SR – System Restauration – Ponovno uspostavljanje napona

Nakon izoliranja kvara pristupa se vraćanju napona u zdravi dio mreže. Zatvaraju se prekidači koji dovode napon iz napajanog dijela SN mreže. Potrebno je paziti da se ne stvore upetljane mreže.

3. IZVEDBA ARM ALGORITMA

ARM algoritam je realiziran specifičnim alatom s nizom dodatnih funkcija vezanih za SCADA sustav i izvodi se izravno na SCADA poslužiteljima. Zbog ograničenja koja uvjetuje rad SCADA sustava na broj instrukcija i alociranu memoriju, iz cjelovitog je algoritma izdvojen dio koji analizira veću količinu podataka. Zadržani su segmenti koji utječu na logiku izdavanja naloga prema nadziranim objektima te provjera uvjeta za uklop/isklop sklopki.

Kako uz SCADA sustav već postoji drugi odgovarajući alat, odlučeno ga je koristiti za obradu veće količine podataka. S druge strane, njime nije moguće odraditi cijeli algoritam iz razloga što ne može u stvarnom vremenu motriti točke sustava te nema mogućnost upravljanja i izdavanja naloga na daljinski upravljive sklopke koje se nalaze u SCADA sustavu. Iz prethodno navedenog razloga je napravljena upotreba specifična alata koji zajedno u simbiozi tvore ARM algoritam.



Slika 1 Dijagram tijeka rada programa ARM funkcije

3.1 Prvi ARM program – Detekcija polazne točke analize

Prvi ARM program ima ulogu inicijalizacije cijelog ARM algoritma i njegovo automatsko pokretanje. 1. ARM će se pokrenuti u trenutku kada se aktivira APU na prekidaču. Nakon aktivacije APU-a, čeka se 5 sekundi nakon čega se provjerava je li APU bio uspješan ili neuspješan. Ukoliko je APU uspio uklopiti prekidač, ARM program se završava do ponovnog okidanja APU-a. Ukoliko APU nije uspio uklopiti prekidač, tada će ARM stvoriti jednu datoteku arm.log gdje će zapisati identitet prekidača od kojeg treba započeti analizu. Osim stvaranja početnih uvjeta za postojeći korišteni alat i program, ARM program obavještava dispečera alarmom da je došlo do prorade ARM sustava na promatranom dijelu SN mreže te postavlja jednu pseudo točku u stanje UKLJUČENO kao naznaku da je ARM već jednom aktiviran na promatranom području SN mreže i neće se moći ponovno aktivirati dok dispečer to ne omogući.

3.2 Postojeći alat i dio ARM sustava za analizu SN mreže

Pokretanje ovog programa je definirano u okruženju operacijskog sustava. Program se pokreće svake minute, te motri ciljani direktorij dok se ne pojavi datoteka arm.log. U trenutku kada se pojavi navedena datoteka, ovaj program čita navedenu datoteku kreće u analizu stanja nadziranog dijela SN mreže. Da bi napravio analizu promatranog dijela SN mreže, potrebno je dohvatiti trenutna stanja aparata i indikatora kvara. Dohvati podataka iz SCADA sustava za rad u stvarnom vremenu su izvedeni pomoću SCADA pomoćnog programa koji iz SCADA sustava dohvaća potrebne podatke u tekstualne datoteke. U ovom programu se učitavaju datoteke, te se kreće u metodu analize mreže koja je opisana u poglavlju 2. Nakon završene analize, ovaj program će u SCADA sustavu za rad u stvarnom vremenu u pseudo točke upisati redoslijed kojim treba izdati naloge za uklop ili isklop te postaviti jednu dodatnu pseudo točku kako bi se pokrenuto drugi ARM algoritam.

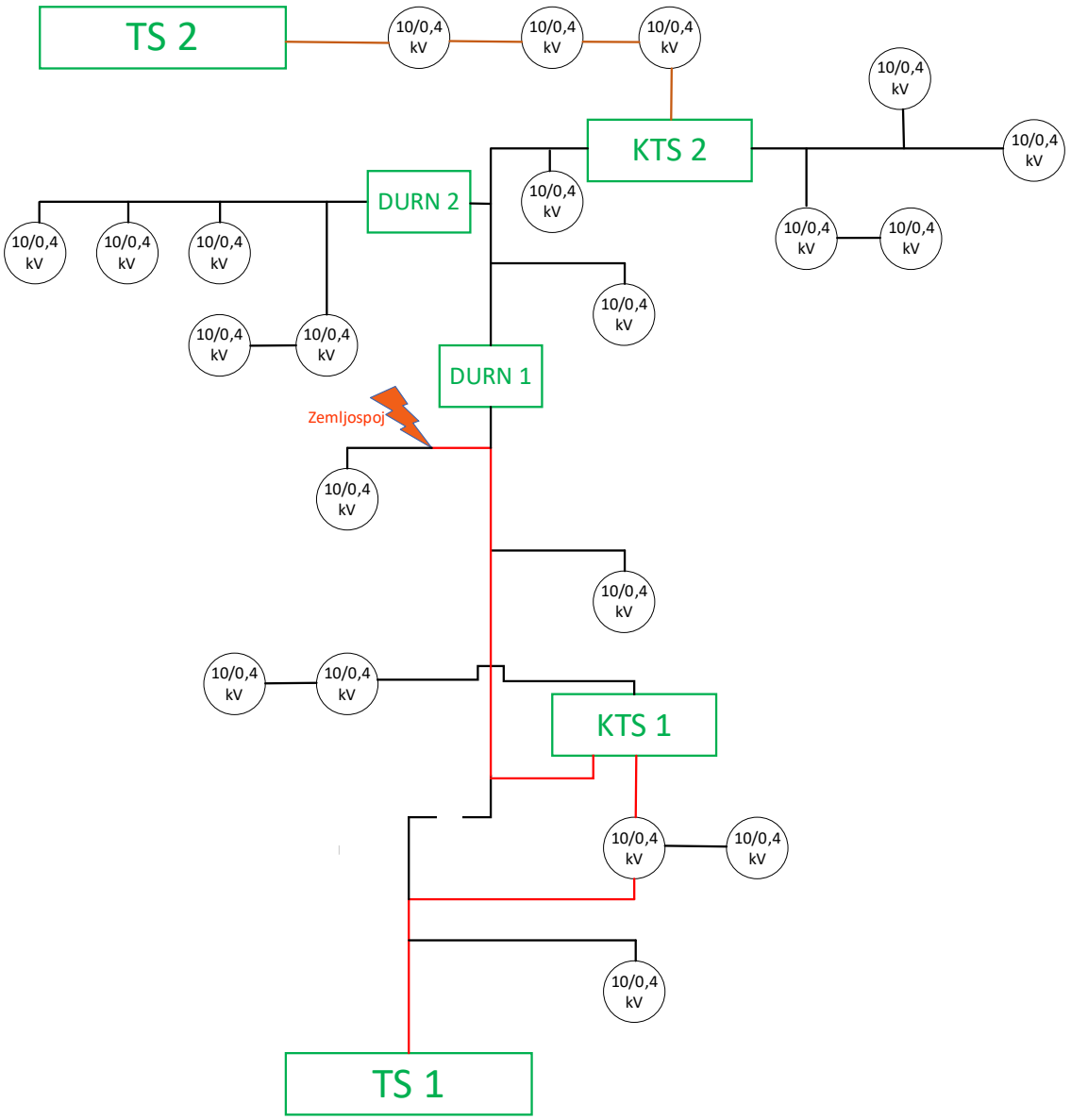
3.3 Drugi ARM program – Izvođenje izračunatih preklopnih akcija

2. ARM algoritam je pokrenut pseudo indikacijom koju postavlja program za analizu po svom završetku analize. Navedeni ARM algoritam redoslijed izdavanja izračunatih naloga čita iz pseudo točaka u koje je njihovo željeno stanje zapisao program za analizu. Prije svakog izdavanja naloga se provjerava je li sklopka dostupna i jesu li kvaliteta zadnjeg primljenog stanja dobra.
Prilikom uklopa sklopnog aparata potrebno je provjeriti da već nije pod naponskim stanjem s obje strane. Ova provjera je nužna kako bi se izbjeglo neželjeno stvaranje cirkularne mreže. Ukoliko se uoči da je sklopni aparat napojen s obe strane, on će se preskočiti, te redoslijed izdavanja naloga se nastavlja na ostale sklopne aparate.
Prilikom isklopa sklopnog aparata provjerava se, osim kvalitete, i mogućnost upravljanja. Ukoliko je iz nekog razloga upravljanje objektom zabranjeno, ARM algoritam staje sa izdavanjem upravljačkih naloga, te se jedna pseudo indikacija koja predstavlja blokadu ARM funkcije postavlja u uključeno stanje. Razlog tome je ukoliko nije moguće isključiti sklopni aparat, onda nije moguće uspješno napraviti rekonstrukciju mreže.

4. ISPITIVANJE ALGORITMA U TVORNIČKIM UVJETIMA

Važan dio pilot projekta je ispitivanje ARM algoritma u tvorničkim uvjetima s ciljem njegove verifikacije u sigurnim i izoliranim uvjetima bez ugroze krivih uklopa/isklopa potrošača i potencijalnog oštećenja primarne opreme na lokaciji. U tu svrhu, na kućnom sustavu rekreirana je kopija produkcijskog SCADA sustav. Kućni sustav omogućuje kreiranje različitih scenarija s nizom promjene stanja indikacija koji bi simulirali kvarove na mreži i indikacije protoka struje kroz zaštite na raznim točkama u mreži.
Proučena je povijest događaja zadnjih 2 godina u trenucima kada su se kvarovi koje želimo rekonstruirati u stvarnosti dogodili u postrojenjima. Promatrajući liste događaja koji slijede kvar (zemljospoj ili kratki spoj) konstruirali su se razni scenariji za provjeru ARM algoritma. Važan zahtjev na testiranje je pokrivanje svih rubnih uvjeta, stoga se pristupilo kreiranju svih mogućih stanja mreže kako promatrana mreža može biti napajana. Promatrana mreža može biti napajana iz dva neovisna smjera (prekidača na dvije različite trafostanice). Promatrana mreža može biti razdvojena u dva rasklopna postrojenja (svako po četiri učinskih rastavljača), te u dva DURN-a (Daljinski Upravljiva Rasklopna Naprava). Iz tog su kreirana šest stanja koja reprezentiraju topološka stanja koja algoritam mora pokriti. Nadalje, u svakom stanju mreže kreirani su scenariji gdje se u segmentiranim dijelovima mreže simuliraju kvarovi. Tim kombinacijama došlo se do 14 scenarija. Razvoj algoritma rađen je samo na scenariju dobivenom u projektnom zadatku. Kroz pripremu ispitivanja u tvorničkim uvjetima ispravile su se neke greške izvornog algoritma što dokazuje važnost opsežnih tvorničkih ispitivanja.

Na slici 2 nalazi se prikaz pilot dijela SN mreža koja se napaja iz rasklopišta R1 (TS 1) i TS 2 transformatorskih stanica 35/10 kV sa zaokruženim točkama u sustavu daljinskog vođenja . Promatrani dio mreže napaja veći broj naselja s ukupnim brojem potrošača od 2086.

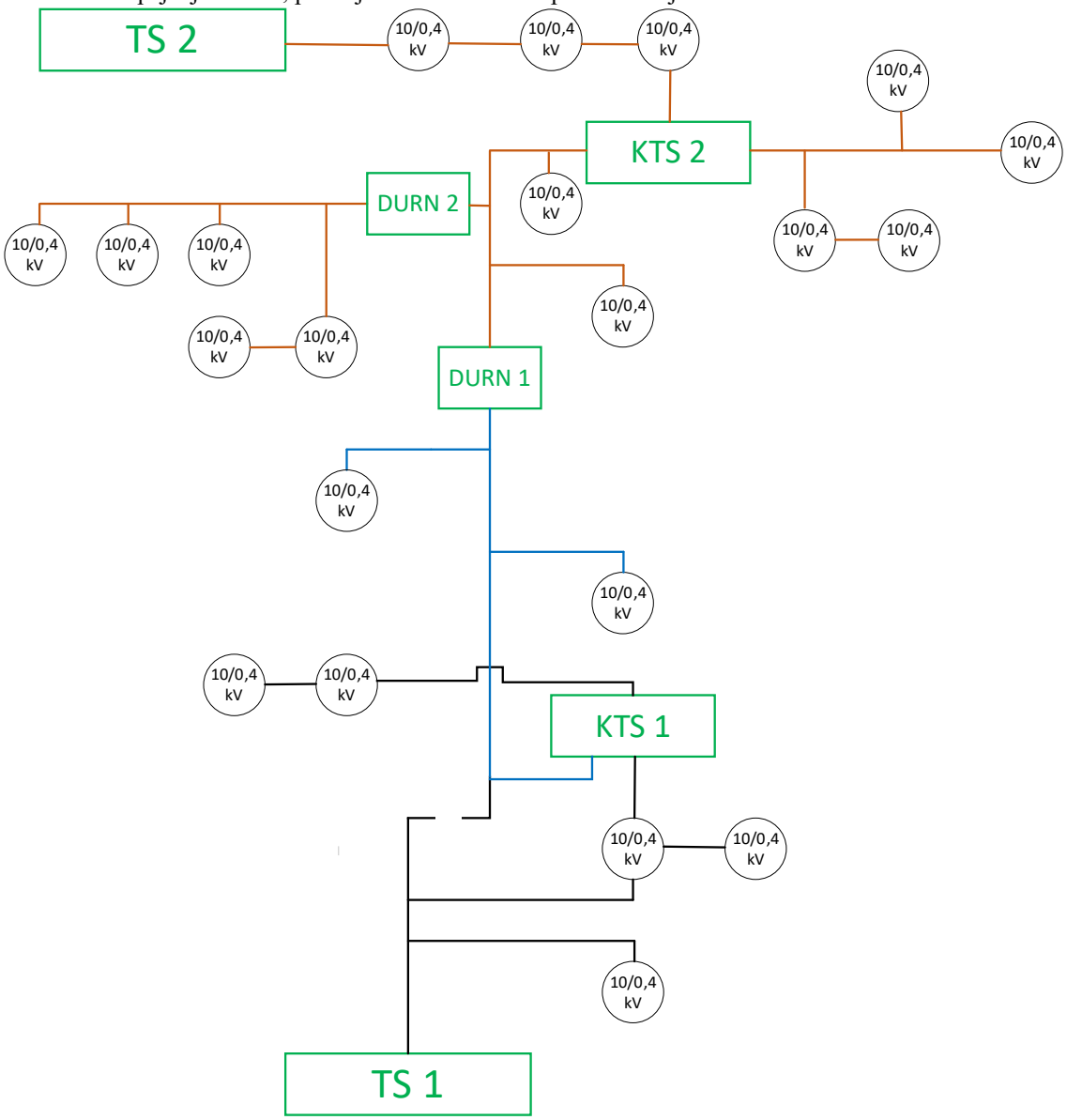


Slika 2 – Ispitivanje na terenu na pilot SN mreži, uneseno mjesto zemljospoja i tok struje kratkog spoja

5. ISPITIVANJE NA TERENU

Nakon uspješnih ispitivanja algoritma u tvorničkim uvjetima, gdje se za razne varijante uklopnog stanja i različite lokacije kvara, provjeravao odziv algoritma odlučeno je da se provede primarno ispitivanje na djelu mreže. Segment mreže na kojem se koristi ARM funkcija ima mogućnost napajanja sa dvije napojne točke između kojih se u dubini nalaze četiri daljinski upravljiva objekta. Obzirom da je najučestaliji kvar na zračnim dalekovodima jednopolni kratki spoj sa zemljom – zemljospoj (u mreži sa izoliranom neutralnom točkom transformatora) odlučeno je da se primarno napravi trajni kvar – zemljospoj. Nužno je bilo da kvar bude trajnog karaktera zbog sekvence pokretanja ARM funkcije koja kreće nakon neuspješnog ciklusa APU-a. Zahtjev je bio da se kvar – zemljospoj dogodi na dionici gdje će uslijed prorade zaštite i neuspješnog ciklusa APU-a u vodnom polju ARM funkcija morati odraditi najkompleksniji scenarij odnosno detekciju, izolaciju kvarnog segmenta mreže i prebacivanje zdravog dijela mreže na drugu pojnu točku odnosno trafostanicu.
Primaran kvar je napravljen na način da se isključio dio mreže i osiguralo mjesto rada gdje je ekipa na terenu uzemljila jedan fazni vodič pomoću prijenosnog uzemljivača i sonde. Nakon uzemljenja dan je daljinski nalog za uklop sklopke čime je napravljen zemljospoj u mreži. Prekidač u TS 1 koja napaja predmetnu SN mrežu je isklopio uslijed zemljospoja. Aktivirao se APU koji je ponovno uključio prekidač, te zbog trajne prirode zemljospoja zaštita je ponovno isključila prekidač. Nakon neuspješnog ciklusa APU-a, pokrenuo se ARM algoritam koji je uspješno detektirao kvarni segment mreže. Detekcija je izvršena prema algoritmu navedenom u poglavlju 2.2 pomoću stanja indikacija zaštite u KTS1 koje su zabilježile prolazak struje kratkog spoja kroz dolaznu i odlaznu sklopku. Put

struje kratkog spoja je prikazan na slici 2. Putem daljinski upravljivih objekata izvršena je izolacija kvarnog segmenta mreže isključenjem učinskog rastavljača u DURN 1 i u KTS 1, te na posljetku uključenjem prekidača u TS1 i uključenjem učinskog rastavljača u KTS 2 stavio pod napon zdrave segmente mreže. Vrijeme od prorade zaštite na prekidaču vodnog polja do uključenja zadnjeg sklopnog aparata, čime je posljednji segment zdrave mreže pušten pod napon, iznosio je 44 sekunde. Bez napona je 44 sekunde bilo 18 transformatorskih stanica sa svojim kupcima, te do otklanjanja kvara dvije transformatorske stanice.
Na slici 3 je stanje mreže nakon djelovanja ARM funkcije. Smeđim je naznačeno napajanje iz TS 2, dok je crnim naznačeno napajanje iz TS1, plavo je naznačeno beznaponsko stanje.



Slika 3 – Ispitivanje na terenu na pilot SN mreži, stanje nakon djelovanja ARM funkcije

6. ZAKLJUČAK

Automatizacija srednje naponske mreže operatora distribucijskog sustava postaje sve veća potreba kako u distribucijske mreže dolazi sve više daljinski upravljivih uređaja opremljenih rasklopnim uređajima, mjerenjima i detekcijama kvara. Kompleksnost vođenja distribucijske mreže se povećava što stvara osnovne preduvjete na uspostavu centralne automatizacije pogona mreže uslijed poremećaja u radu. FLISR funkcija, tj. automatska rekonfiguracija mreže, omogućava rekonfiguraciju mreže bez potrebe za angažmanom dispečera, čime je on oslobođen za popratne aktivnosti koje slijede takav kvar. Izvedeni pilot projekt, iako je generički (može se primijeniti na bilo kojoj mreži), napravljen je tako da se za svaki segment mreže mora podesiti početna točka gdje djeluje APU i indikator APU-a. Takva izvedba je namjerno napravljena zbog toga što je potrebno promijeniti zaštitu (ukinuti spori APU) i provjeriti podešenja zaštite (da ispravno javljaju prolazak struje zemljospoja i kratkog spoja) i komunikacijsku spremnost svih upravljivih uređaja segmenta mreže.

LITERATURA

[1] Končar KET – Elaborat pilot projekta ARM

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-15

AUTOMATIZACIJA NADZEMNIH SREDNJENAPONSKIH MREŽA ZASNOVANA NA PRIMJENI INTELIGENTNIH RASTAVLJAČA

SMART GRID AND DISTRIBUTION AUTOMATION CONCEPT BASED ON INTELLIGENT SWITCH DISCONNECTORS

Dejan IVIĆ, Prointer ITSS, Republika Srpska, BiH
Željko IVANOVIĆ, Univerzitet u Banjoj Luci, Elektrotehnički Fakultet, Republika Srpska, BiH
Predrag MRŠIĆ, Univerzitet u Banjoj Luci, Elektrotehnički Fakultet, Republika Srpska, BiH
Marinko SIMIŠIĆ, Kaldera Company, Republika Srpska, BiH

KRATAK SADRŽAJ

Visok stepen automatizacije distributivnih mreža predstavlja jedan od osnovnih preduslova za njihovu efikasnu eksploataciju, integraciju novi obnovljivih izvora i optimizaciju iskorišćenja postojećih resursa. Implementacija Smart Grid koncepta nezamisliva je bez automatizacije distributivne mreže te se ova tematika nameće kao jedan od ključnih izazova za nadležne operatore distributivnih sistema. U ovom radu opisan je Smart Grid koncept zasnovan na automatizaciji nadzemne srednjenaponske distributivne mreže na bazi primjene inteligentnih rastavljača. U radu je opisan kompletan put od razvoja inteligentnih rastavljača (linijski rastavljač sa daljinskim upravljanjem i indikatorima prolaska struje kvara), nadređenog upravljačkog sistema (SCADA) do same implementacije i instalacije opreme na terenu. Predloženi Smart Grid koncept implementiran je kroz pilot projekat automatizacije 6 kV dalekovoda Donja Ljubija na području grada Prijedora u Republici Srpskoj. Efekti automatizacije navedenog dalekovoda evaluirani su tokom perioda eksploatacije od godinu dana na način da su praćeni pokazatelji pouzdanosti napajanja potrošača odnosno odgovarajući SAIDI i SAIFI parametri. Rezultati sažeti u ovom radu mogu se koristiti ne samo kao osnova za dalji razvoj inteligentnih rastavljača već i kao smjernice operatorima distributivnih sistema koje bi trasirale put ka procesu daljnje automatizacije distributivnih mreža.

Ključne riječi: Smart Grid, Automatizacija distributivnih mreža, Inteligentni rastavljači, Indikatori kvara, Upravljački algoritmi

ABSTRACT

A decent level of distribution automation is one of the basic prerequisites for the efficient exploitation of distribution networks, integration of new renewable resources and optimal use of the existing capacities. Implementation of the Smart Grid concept inevitably considers the automation of the distribution network. This task is emerging as one of the key challenges emphasized to the distribution system operators. This paper describes the Smart Grid concept based on the automation of the overhead medium voltage distribution network based on the application of intelligent switch disconnectors. The paper covers the complete path from the development of intelligent disconnectors (line switch disconnector with remote control and fault current indicators), superior control system (SCADA) to the implementation and installation of the equipment along the network. The proposed Smart Grid concept was implemented through a pilot project - automation of the 6 kV overhead transmission line in the area of Donja Ljubija, Prijedor municipality in the Republic of Srpska. The effects of the automation of the analyzed transmission line were evaluated during the system operation within one year. The evaluation encompasses all relevant indicators of the reliability of the power supply ie. corresponding SAIDI and SAIFI parameters monitoring. The results summarized in this paper can be used not only as a basis for the further development of intelligent switch disconnectors, but also as guidelines for of distribution system operators that could trace the path to the further process of the distribution automation.

Key words: Smart Grid, Distribution Automation, Fault Passage Indicators, Intelligent Switch Disconnetors, Distribution Control Algorithms

Dejan Ivić, dejan.ivic@prointer.ba
Željko Ivanović, zeljko.ivanovic@etf.unibl.org;
Predrag Mršić, predrag.mrsic@etf.unibl.org;
Marinko Simišić, marinko.simisic@kalderacompany.com

1. UVOD

Energetska tranzicija kojoj svjedočimo tokom posljednje decenije dominantno je uticala na promjene ne samo u makro tj. globalnoj energetici već i na nivou elektroenergetskog sistema i njegovih osnovnih dijelova. Kao jedan od osnovnih uzroka velikih promjena u elektroenergetskim mrežama pojavila se potreba za integracijom obnovljivih tzv. „zelenih“ izvora energije. Za razliku od konvencionalnih, centralizovanih izvora energije velikog kapaciteta, obnovljivi izvori su u većini slučajeva značajno manjih kapaciteta i disperzovani tj. distribuirani duž elektroenergetske mreže. Integracija ovih distribuiranih izvora značajno je uticala na promjenu samog koncepta distributivnih mreža kako sa tehničko-tehnološkog tako i sa ekonomskog aspekta. S obzirom na tehničke karakteristike savremenih obnovljivih izvora energije, njihova integracija u postojeće distributivne sisteme zahtjeva razvoj i implementaciju novih upravljačkih resursa a sve s ciljem priključenja što je moguće više novih, obnovljivih kapaciteta uz istovremenu optimizaciju postojećih distributivnih resursa [1]. Sa ekonomskog aspekta, integracija obnovljivih izvora energije donosi nove učesnike na tržištu električne energije koji uz adekvatnu zakonsku regulativu postaju ravnopravni takmaci konvencionalnim tzv. „velikim“ proizvođačima [2]. Prethodno opisana tranzicija, uz sve njene prednosti i nedostatke, najvidljivija je u distributivnim elektroenergetskim mrežama. Za razliku od konvencionalnih distributivnih mreža, koje su pasivne i pretežno radijalne, sa samo jednim smjerom tokova snaga [3], savremene distributivne mreže postaju aktivne što je direktna posljedica integracije distribuiranih generatora baziranih na obnovljivim izvorima energije. Posljedično, tokovi snaga u modernim distributvnim mrežama više nisu jednosmjerni. Ova pojava višesmjernih tokova snaga u distributivnim mrežama direktno utiče na razvoj upravljačkih strategija, zaštitnih šema i donosi dodatni značaj upravljanju u distributivnim elektroenergetskim mrežama. Kada se tome dodaju tržišni aspekti i aspekti pouzdanosti napajanja krajnjih korisnika [4], adekvatno upravljanje odnosno automatizacija distributivnih mreža predstavlja jedan od ključnih izazova koji se nameću savremenim distributivnim sistemima. Ukoliko sagledamo dimenzionalnost distributivnih mreža i potencijalni broj distribuiranih generatora koje bi mogli i željeli integrisati, zadatak automatizacije postaje jako kompleksan i u tehničkom i u finansijskom smislu. Sa druge strane, automatizacijom distributivne mreže dobijamo benefite koji dugoročno višestruko opravdavaju iznose nephodnih investicija. Automatizacijom distributivne mreže značajno se povećava pouzdanost napajanja krajnjih korisnika, postiže se opservabilnosti i kontrolabilnosti mreže, a vrijeme neophodno za lokaciju i eliminaciju kvara se značajno smanjuje. Prethodno pobrojani benefiti automatizacije istovremeno predstavljaju osnove za povećanje stepena integracije obnovljivih izvora energije ali i osnove za formiranje i funkcionisanje deregulisanog tržišta električne energije i primjenu koncepta pametnih mreža (*eng. Smart Grid*) na distributivnom nivou.
U ovom radu predstavljen je koncept automatizacije nadzemene distributivne srednjenaponske mreže zasnovan na integraciji inteligentnih rastavljača. Predloženo rješenje predstavlja kompromis između tehničkih zahtjeva (opservabilnost, kontrolabilnost, vrijeme lociranja i otklanjanja kvara) sa jedne i neophodnih finansijskih resursa sa druge strane. Smart Grid koncept, opisan u ovom radu, implementiran je kroz pilot projekat automatizacije 6 kV dalekovoda Donja Ljubija, Prjedor, Republika Srpska. Sistem je u punoj funkcionalnosti od marta 2022. godine a podaci koji se svakodnevno prikupljaju koriste se za različite analize i daljnja unapređenja. Kako bi se implementirani Smart Grid koncept opisao na što je moguće razumljiviji i intuitivniji način, cjelokupan rad organizovan je kroz pet poglavlja. U drugom poglavlju dat je detaljan pregled principa automatizacije distributivnih mreža sa posebnim osvrtom na automatizaciju nadzemnih srednjenaponskih mreža koje su i najčešće na našim prostorima. Ovo poglavlje takođe sadrži ključne opise implementiranog sistema i organizovano je analogno cjelinama implementiranog Smart Grid koncepta. Treće poglavlje posvećeno je SCADA (eng. *Supervisory Control And Data Acquisition*) i komunikacionoj infrastrukturi neophodnoj za realizaciju predloženog koncepta. U četvrtom poglavlju dati su osnovni opisi i rezultati višegodišnjeg rada Smart Grid sistema implementiranog na dalekovodu 6 kV Donja Ljubija. Konačno, peto poglavlje donosi zaključna razmatranja autora, pregled stečenih iskustava i kratke smjernice za daljnja unapređenja u ovoj oblasti.

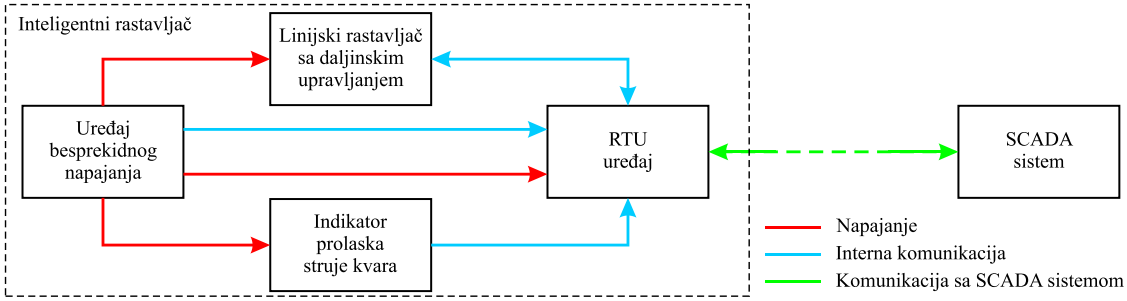
2. OSNOVNI KONCEPTI I CILJEVI AUTOMATIZACIJE

Svrha svakog elektroenergetskog sistema je pouzdano i sigurno napajane krajnih korisnika dovoljnim količinama kvalitetne električne energije. Elektroenergetski sistem je, kao i svaki drugi sistem, podložan kvarovima koji u manjoj ili većoj mjeri mogu uzrokovati prekide u isporuci električne energije krajnjim potrošačima. Kvarove elemenata elektroenergetskog sistema, u smislu prekida napajanja krajnjih potrošača, možemo podijelite u dvije grupe: kvarove na elemenitam prenosnog podsistema i kvarove na elementima distributivnog podsistema. Kvarovi na elementima prenosnog podsistema obično ne uzokuju prekid napajanja potrošača jer je prenosna mreža petljasta. Za razliku od prenosne mreže, distibutivna mreža je obično radijalna, te kvar na nekom elementu

uzrokuje da svi potrošači koji se napajaju preko njega gube napajanje dok se kvar ne otkloni. Prema podacima velikih elektroenergetskim kompanija 80-90% kvarova koji uzrokuju prekid napajanja krajnjih potrošača dešava se u distributivnoj mreži [5], [6]. U prigradskim sredinama srednjenaponske mreže se izvode golim neizolovanim provodnicima, a niskonaponske samonosivim kablovskim snopovima koji su manje osjetljivi na vremenske prilike i održavanje trase. Prema tome, u cilju povećanja pouzdanosti napajanja krajnjih potrošača, u prigradskim sredinama, najviše pažnje je potrebno usmjeriti na srednjenaponsku mrežu [7].

2.1 Inteligentni rastavljač

Dosadašnja praksa na našim prostorima poznaje primjenu daljinski upravljivih rastavljača i indikatora polaska struje kvara kao zasebnih uređaja. U ovom radu, kao i pri praktičnoj implementaciji pilot projekta, pod inteligentnim rastavljačem se podrazumijeva linijski rastavljač sa daljinskim upravljanjem i indikatorima prolaska struje kvara. U funkcionalnom smislu inteligentni rastavljač se sastoji od nekoliko podsistema (slika 1): uređaja besprekidnog napajanja, seta indikatora prolaska struje kvara, rastavljača sa motornim pogonom i komunikacionog uređaja. Na ovaj način se ostvaruju dvije prednosti, korišćenje zajedničkog sistema besprekidnog napajanja i zajedničkog komunikacionog uređaja, što dovodi do manjih troškova sistema. Takođe, na ovaj način se pojednostavljuje procedura izbora rastavljača za sekcionisanje mreže.



Slika 1. Blok šema inteligentnog rastavljača

Sistem besprekidnog napajanja zadužen je za pouzdano napajanje električnom energijom svih sklopova inteligentnog rastavljača. Ovaj sistem obično se sastoji od nekog primarnog izvora – fotonaponski moduli ili dvopolno izolovani naponski transformator, baterija i odgovarajućeg kontrolera punjenja baterija. Prestankom rada sistema besprekidnog napajanja zaustavlja se rad inteligentnog rastavljača, zbog toga je izuzetno bitan monitoring osnovnih elemenata sistema kao što su baterija (stanje napunjenosti baterije, temperatura baterije) i punjača.

Motorni pogon rastavljača obezbjeđuje manipulaciju samim rastavljačem i dimenzioniše se tako da se sklopne operacije mogu vršiti i pri obleđenim kontaktima rastavljača. Za određivanje uklopnog stanja rastavljača koriste se mikroprekidači koji se instaliraju na samom pogonu. Pored osnovnog seta mikroprekidača, kako bi se povećala pouzdanost informacije o uklopnom stanju rastavljača, koristi se i set graničnih mikroprekidača koji se postavljaju direktno na vratilo rastavljača.

Da bi se dobila informacija da li je struja kvara protekla kroz rastavljač koriste se indikatori prolaska struje kvara koji se postavljaju što bliže noževima rastavljača. Pri imeplentaciji opisanog sistema za upravljanje SN mrežom uz indikatore kvara komercijalnih proizvođača korišćeni su i indikatori kvara iz internog razvoja. Kod nadzemnih vodova postoje dva načina realizacije indikatora kvara. Prvi način baziran je na kontaktnom mjerenju napona i struje u provodnicima srednjenaponskog voda. Drugi način baziran je na beskontaktnom mjerenju magnetnog i električnog polja u blizini provodnika, te rekonstrukcijom vektora nultog napona i nulte struje. Primjer izgleda kontaktnog i beskontaktnog indikatora kvara prikazan je na slici 2.

Slika 2. Izgled indikatora kvara: kontaktni (lijevo) i beskontaktni (desno) [12]

Zbog potrebne naponske izolacije, kontaktni indikatori, obično, se napajaju iz baterije, te mjerne podatke prenose RF komunikacijom male snage do jedinice za prikupljanje podataka (eng. *Data Concentrator Unit* - DCU). Prema specifikaciji proizvođača, baterija omogućava napajanje indikatora od 5 do 10 godina. DCU se postavlja na stub

u blizini indikatora, pošto je domet RF komunikacije ograničen. DCU jedinica se može napajati kombinacijom solarnih panela i baterije, ili kombinacijom baterije i dvopolno izolovanog naponskog transformatora. Podaci iz DCU-a se do nadzorno-upravljačkog centra prenose putem mobilne komunikacije, ili putem posebnog RF linka. Iz nadzorno-upravljačkog centra moguć je uvid u stanje indikatora (npr. detektovan kvar, stanje baterije i sl), kao i brisanje odgovarajućih statusa indikatora. Beskontaktni indikator se montira na stub dalekovoda, udaljen par metara od provodnika. U kutiji beskontaktnog indiktora, obično, se nalazi i DCU. Prednost beskontaktnih indikatora je u činjenici da se sa njima može manipulisati i kada je srednjenaponski vod pod naponom.

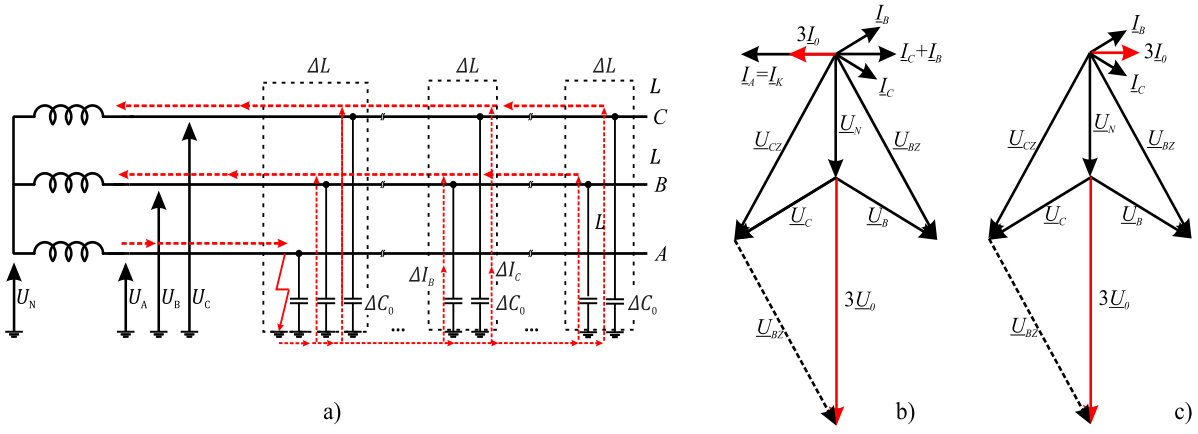
U odnosu na indikatore prolaska struje kvara koji se koriste u uzemljenim mrežama, gdje su struje kvara dosta veće od radnih struja, moguće je detekciju struje kvara izvršiti praćenjem samo porasta struje ili magnetne indukcije, u izolovanim mrežama je detekcija struje kvara dosta teža. Kapacitivne struje zemljospoja su relativno male i uporedive sa radim strujama mreže. Za ilustraciju rada indikatora kvara u izolovanim mrežama posmatrajmo uprošćenu elektroenergetsku mrežu prikazanu na slici 3a. U normalnom radnom stanju napon zvjezdišta je jednak nuli, a fazni naponi imaju nominalne fazne vrijednosti. Pretpostavimo da u nekom trenutku dolazi do zemljospoja faze A. Smatramo da je nastali kvar stabilan i da je prelazni otpor na mjestu kvara zanemarljivo mali. Nastankom zemljospoja faze A, dolazi do pojave struje kvara (zemljospoja). Kako je zbir reaktansi direktnog, inverznog i nultog sistema je dosta manji od kapacitivne reaktanse faznog voda struja zemljospoja se može aproksimirati sa [10]:

$$\underline{I}_z = \underline{I}_A \approx j\frac{3\underline{U}_A}{X_{C0}} \tag{1}$$

gdje je U_A fazni radni napon mreže na mjestu kvara prije kvara, X_{C0} kapacitivna reaktansa faznog provodnika. Izraz za struju kvara ne obuhvata simetrični komponentu struje koja potiče od međufaznih kapacitivnosti, kao mi struje opterećenja. Nulta komponenta napona na mjestu kvara je [10]:

$$\underline{U}_0 = -\left(jX_0 - jX_{C0}\right)\underline{I}_0 \approx jX_{C0}\cdot j\frac{\underline{U}_A}{X_{C0}} = -\underline{U}_A \tag{2}$$

Kako su struje zemljospoja i redne impedanse voda relativno male, nulta komponenta napona je približno ista u svim tačkama voda i jednaka je naponu na mjestu kvara. Zbog raspodijeljenosti nulte kapacitivnosti duž voda, struja koja teče provodnicima zavisi od lokacije na kojoj se posmatra [11]. Vektorski dijagram napona i struje na vodu prije i nakon mjesta nastanka zemljospoja (faze A) su prikazani na slici 3b i 3c, respektivno. Sa vektorskih dijagrama možemo vidjeti da napon zvjezdišta dolazi na faznu vrijednost, a naponi ispravnih faza dolaze, u odnosu na zemlju, na linijski napon. Sa vektorskog dijagrama se može vidjeti da nulta struja kasni za 90° za nultim naponom ako se posmatra lokacija koja je ispred mjesta nastanka kvara (slika 3b), dok nulta struja prednjači za 90° nultom naponu ako se posmatra lokacija koja je iza mjesta nastanka kvara (slika 3c). Dakle, na osnovu položaja vektora nultog napona i nulte struje može se odrediti da li je struja kvara protekla vodom na kome se nalazi indikator kvara ili nije.

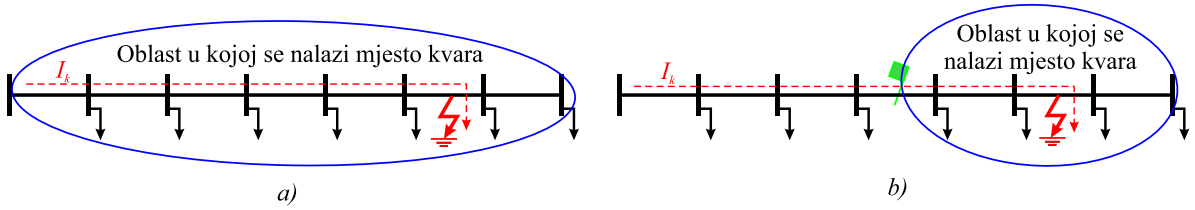


Slika 3. Raspodjela struja u provodnicima (a), vektorski dijagrami struja i napona ispred (b) i iza (c) mjesta nastanka zemljospoja faze A.

Za lokalno prikupljanje podataka iz svih podsistema inteligentnog rastavljača koristi se upravljačka jedinica tj. RTU (eng. *Remote Terminal Unit*). Prikupljeni podaci dalje se prosljeđuju ka nadređenom SCADA sistemu. Razmjena podataka između upravljačke jedinice i SCADA sistema je dvosmjerna (komande, položaji, statusi i mjerenja) i vrši se korišćenjem nekog od standardnih komunikacionih protokola (IEC 60870-104, Modbus, DNP3).

2.2 Uticaj inteligentnog rastavljača na vrijeme trajanja prekida napajanja

U opštem slučaju vrijeme trajanja prekida napajanja se može dobit kao zbir vremena potrebnog da se locira mjesto nastanka kvara (T_l), vremena potrebnog da se izvrše određene manipulacije sklopnim aparatima kako bi se izolovalo mjesto kvara (T_d) i vremena potrebnog da se otkloni kvar (T_r) [8]. Vrijeme lociranja mjesta kvara zavisi od brzine kojom se ekipa kreće duž trase voda u cilju otkrivanja mjesta kvara i od dužine mreže. Ako mreža nema ugrađene uređaja za detekciju struje kvara (Slika 4a), potencijalno mjesto kvara se može nalaziti bilo gdje u mreži. U drugom slučaju ako su u mrežu ugrađeni uređaji za detekciju struje kvara, kao što su indikatori prolaska struje kvara, već po nastanku kvara može se odrediti oblast u kojoj je nastao kvar. Oblast u kojoj je nastao kvar je ograničena posljednim indikatorom koji je detektovao da je struja kvara protekla vodom na kome se nalazi i prvim narednim koji nije. Na primjer, ako na sredini mreže postoji jedan indikator prolaska struje kvara, kao što je prikazano na slici 4b, tada se već nakon nastanka kvara zna u kojoj oblasti je nastao kvar, te se oblast u kojoj se nalazi mjesto kvara smanjuje na polovinu u odnosu na slučaj kada nema indikatora.



Slika 4. Radijalna distributivna mreža: a) bez indikatora prolaska struje kvara, b) sa indikatorom.

Potrošači koji su locirani ispred mjesta nastanka kvara trpe prekid napajanja sve dok se ne izvrši sekcionisanje mreže. Vrijeme koje potrebno za sekcionisanje mreže zavisi od raspoloživosti tehničkog osoblja i lokacije rastavljača kojima se vrši sekcionisanje. Ovo vrijeme se može značajno skratiti ako su u mrežu umjesto običnih ugrađeni rastavljači kojima se može daljinski upravljati. Na slici 5 prikazana je razlika vremena trajanja prekida napajanja kada su u mrežu ugrađeni inteligentni rastavljači i kada nisu. Ako se posmatraju potrošači kojima se napajanje ponovo uspostavlja nakon popravke kvara, ako ne postoje inteligentni rastavljači vrijeme trajanja prekida napajanja je T_{2B}, a ako postoje T_{2S}. Vrijeme trajanja prekida napajanja se neće značajno skratiti ugradnjom inteligentnih rastavljača jer je ipak vrijeme popravke kvara dominantno u odnosu na ostala vremena. Međutim, ako se posmatraju potrošači kojima se napajanje ponovo uspostavlja nakon sekcionisanja kvara, vrijeme trajanja prekida napajanja bez inteligentnih rastavljača je T_{1B}, a sa T_{1S}. U ovom slučaju se značajno skraćuje vreme trajanja prekida napajanja.

Slika 5. Vrijeme trajanja prekida napajanja u mreži sa i bez inteligentnih rastavljača

2.3 Izbor lokacija inteligentnih rastavljača

Za ocjenu sposobnosti sistema za distribuciju električne energije koriste se razni pokazatelji pouzdanosti. Pokazatelji se obično računaju za dugotrajne prekide. Različite organizacije različito definišu dugotrajne prekide, prekidi koji traju duže od 5 min su prema IEEE dugotrajni prekidi, dok u većini evropskih zemalja prekidi koji traju duže od 3 min se smatraju dugotrajnim prekidima. U ovom radu će se smatrati da su prekidi koji traju duže od 3 min dugotrajni prekidi. Osnovni pokazatelji koji se koriste za ocjenu pouzdanosti sistema uzimaju u obzir učestanost prekida napajanja (SAIFI) i dužinu trajanja prekida napajanja (SAIDI). SAIFI (engl. *System Average Interruption Frequency Index*) predstavlja prosječan broj dugotrajnih prekida napajanja potrošača tokom posmatranog perioda (obično godina dana) i računa se na sljedeći način:

$$SAIFI = \frac{\sum_i f_i N_i}{N}, \tag{3}$$

gdje je f_i učestanost prekida i, N_i broj potrošača koji su ostali bez napajanja tokom prekida i i N ukupan broj potrošača. SAIDI (engl. *System Average Interruption Duration Index*) predstavlja prosječno kumulativno trajanje dugotrajnih prekida jednog potrošača u analiziranom periodu:

$$SAIDI = \frac{\sum_i f_i \cdot r_i \cdot N_i}{N},$$

(4)

gdje je r_i trajanje prekida napajanja tokom događaja *i*. Pored ovih pokazatelja pouzdanosti, za izbor optimalnih lokacija inteligentnih rastavljača koristiće se i pokazatelj ENS. ENS (engl. *Energy Not Supplied*) predstavlja energiju koja bi se isporučila potrošačima da nije bilo prekid napajanja:

$$ENS = \sum_i f_i \cdot r_i \cdot P_i,$$

(5)

gdje je P_i srednja snaga potrošača koji koji su ostali bez napajanja tokom prekida *i* [7].
Objektivna funkcija koja je korišćena za izbor optimalnih lokacija indikatora prolaska struje kvara i inteligentnih rastavljača se zasniva na relativnom poboljšanju pokazatelja pouzdanosti SAIDI i ENS. Pokazateljem SAIDI se obuhvata relativno skraćenje vremena trajanja prekida napajanja, a razlika u snagama opterećenja različitih potrošača se uzima u obzir pokazatelj ENS. Na ovaj način se uvažila činjenica da snage potrošača mogu značajno da variraju (od manjeg domaćinstva do industrijskog objekta) i da nije isto kada bez napajanja ostane mali ili veliki potrošač. Na kraju, objektivna funkcija je:

$$f_m = \frac{SAIDI_m}{SAIDI_0} + \frac{ENS_m}{ENS_0},$$

(6)

gdje su $SAIDI_0$ i ENS_0 vrijednosti pokazatelja pouzdanosti za mreži bez inteligentnih rastavljača, a $SAIDI_m$ i ENS_m pokazatelji pouzdanosti kada je u mrežu ugrađeno *N* inteligentnih rastavljača na lokacije označene vektorom **m**. Za minimizaciju objektivne funkcije, tj. za nalaženje optimalnog vektora **m,** koristiće se diferencijalna evolucija.

3. SCADA sistem i neophodna komunikaciona infrastruktura

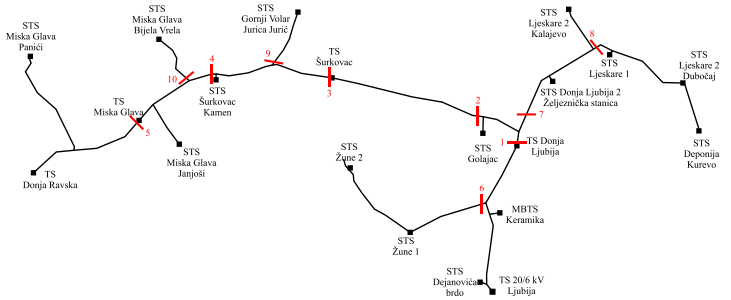
SCADA sistem predstavlja svojevrsni kanal interakcije između operatera (dispečera) i automatizovanog distributivnog sistema sa distribuiranim generatorima. SCADA sistem koji je implementiran u sklopu pilot projekta uvažava sve standarde i trendove u oblasti upravljanja u proširenom realnom vremenu. Istovremeno, sam razvoj sistema prilagođen je činjenici da je praktičnom implementacijom projekta izvršena automatizacija nadzemne distributivne mreže po dubini tj. ugradnja inteligentnih rastavljača.
Uspostavljanje adekvatne komunikacione infrastrukture je osnovni preduslov za implementaciju i eksploataciju SCADA sistema. Komunikacioni kanali moraju omogućiti prenos statusa i mjerenja od inteligentnih rastavljača ka nadređenom SCADA sistemu odnosno prenos komandi od nadređenog SCADA sistema ka inteligentnim rastavljačima. Sama realizacija u praksi je moguća na dva načina: korišćenjem postojeće infrastrukture (npr. postojeća infrastruktrura telekom provajdera) ili uspostavljanjem nezavisnih komunikacionih kanala tj. izgradnjom potpuno nove, nezavisne infrastrukture.

Korišćenje postojeće infrastrukuture je u mnogome jeftinije i jednostavnije. Implementacija ovakvog rješenja zahtjeva priključke na postojeću mobilnu ili internet mrežu (uz saglasnost telekom operatera) te ne iziskuje značajniji inženjering. Međutim, pokazalo se da ovaj vid komunikacije ima značajne nedostake u pogledu pouzdanosti. Naime, pri kvarovima u elektroenergetskoj mreži bez napajanja ostaje i komunikaciona infrastruktura telekom operatera (u praksi se pokazalo da rezervna napajanja baznih stanica njačešće omogućavaju autonomiju napajanja reda nekoliko minuta do maksimalno nekoliko sati). Posljedično, tokom samog kvara u razmatranoj elektroenergetskoj mreži komunikacioni kanali postaju nraspoloživi te je prenos podataka između inteligentnih rastavljača i nadređenog SCADA sistema nedostupan. U konačnici, neraspoloživost komunikacionih kanala tokom beznaponskog stanja u elektronergetskoj mreži dovodi do neraspoloživosti cjelokupnog sistema za upravljanje SN mrežom što sa askpekta upravljanja u realnom tj. proširenom realnom vremenu nikako nije prihvatljivo.
Alternativa postojećim komunikacionim kanalima jeste uspostavljanje autonomnih komunikacionih kanala koji bi se koristili isključivo za upravljanje SN mrežom. Finansijski i tehnički posmatrano, ovo rješenje je skuplje (iziskuje dodatne investicije i inženjering) ali je sa aspekta pouzdanosti značajno bolje jer se adekvatnim izborom opreme (komunikaciona oprema i oprema besprekidnog napajanja) može postići puna raspoloživost u skoro svim eksploatacionim uslovima.
Eksploatacija komunikacione infrastrukture tj. uvezivanje inteligentnih rastavljača duž mreže sa nadređenim SCADA centrom realizuje se korišćenjem nekog od standardnih SCADA interfejsa koji se sastoji od niza programskih adaptera koji omogućavaju. Ovi adapteri omogućavaju povezivanje SCADA sistema sa kontrolerima inteligentnih rastavljača korišćenjem različitihstandardnih komunikacionih protokola. Na taj način postiže se

interoperabilnost cjelokupnog sistema što u konačnici omogućava integraciju različitih uređaja bez obzira na generaciju i specifičnosti pojedinih proizvođača.

4. PILOT PROJEKAT 6 kV DALEKOVOD DONJA LJUBIJA

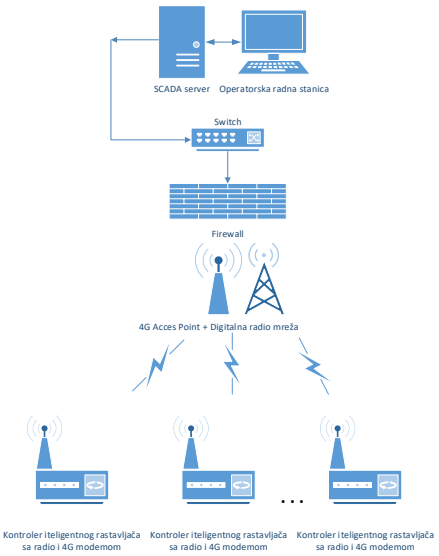
Koncept automatizacije nadzemne srednjenaponske mreže opisan u prethodnim poglavljima implementiran je kroz pilot projekat automatizacije 6 kV dalekovoda Donja Ljubija. Predmetni dalekovod nalazi se u mjestu Ljubija, grad Prijedor, Republika Srpska. Dalekovod Donja Ljubija je tipičan radijalni nadzemni vod. Polazna (napojna) tačka dalekovoda je raklopno postrojenje RTS Ljubija u kojoj se vrši transformacija 20/6 kV/kV. Mjesto Ljubija nekada je bio regionalni rudarski centar sa značajnom potrošnjom u okviru rudnika koji su se priključivali direktno na napon 6 kV. Trenutno, domaćinstva i komercijalna potrošnja na distributivnu mrežu priključuju se poreko transformatorskih stanica prenosnog odnosa 6/0,4 kV. Ukupna dužina dalekovoda Donja Ljubija iznosi oko 25 km. Ovim nadzemnim vodom napojeno je 14 stubnih trafo stanica, 4 zidane trafo stanice i jedna montažna betonska trafo stanica. Najveći udio voda izveden je na drvenim stubovima. Zbog niskog radnog napona i izolovane neutralne tačke struje zemljospoja na ovom dalekovodu imaju izuzetno male vrijednosti. Duž dalekovoda izvršena je ugradnjom ukupno 10 inteligentnih rastavljača dok je na početku voda (u rasklopnom postrojenju) ugrađen numerički multifunkcionalni uređaj relejne zaštite. Pozicioniranje inteligentnih rastavljača duž dalekovoda izvršeno je korišćenjem algoritma opisanog u drugom poglavlju. Kao ulazni parametri, neophodni za implementaciju ovog algoritma, korišćeni su zapisi o kvarovima na razmatranom dalekovodu prikupljeni u periodu od 2010. do 2021. godine (dispečerska sveska). Raspored (lokacije) inteligentnih rastavljača ilustrovan je na slici 6. U svrhe testiranja različitih načina napajanja inteligentnih rastavljača na terenu su implementirana dva rješenja – napajanje pomoću solarnih panela i napajanje pomoću dvopolno izolovanih naponskih transformatora. Tokom dosadašnje eksploatacije sistem napajanja pomoću naponskog mjernog transformatora pokazao se kao mnogo pouzdaniji.



Slika 6. Raspored i lokacije inteligentnih rastavljača na dalekovodu 6 kV Donja Ljubija

Za komunikaciju između inteligentnih rastavljača i SCADA sistema korišćena je digitalna radio komunikacija. Uporedo sa ovim rješenjem implamentirana je i varijanta komunikacije pomoću 4G mobilne mreže – mreža kokmercijalnog karaktera zasnovana na baznim stanicama lokalnog telekom operatera. Uvažavajući raznolikost instalirane opreme (upravljačke i komunikacione jedinice) te korišćeni fizički komunikacioni medijum, arhitektura SCADA sistema usvojena je kao što je to prikazano na slici 7.

Kao što je prikazano na slici 7, osnovu sistema za upravljanje i nadzor čini SCADA server koji je preko digitalne radio veze povezan sa terminalnom opremom tj. kontrolerima inteligentnih rastavljača (RTU jedinicama) instaliranim duž mreže. Paralelno sa digitalnom radio mrežom ka RTU jedinicama uspostavljana je i komunikacija preko 4G mreže. SCADA server omogućava sve funkcionalnosti neophodne za pouzdano i efikasno upravljanje mrežom u realnom vremenu, skladištenje i vizuelizaciju podataka kao i njihov izvoz i dalju obradu. Za vizuelizaciju podataka i korisnički interfejs koristi se operatorsko radno mjesto koje se sastoji od operatorskog terminala (monitor, tastatura, miš) i odgovarajućeg servisa/programa zaduženog za prikaz podataka i upravljanje u realnom vremenu. Servis za prikaz podataka i SCADA server implemenitirani su na jednom uređaju (*single-machine impelementation*). Tokom dosadašnje eksploatacije sistema više puta je dolazilo do dugotrajnih kvarova na trasi razmatranog dalekovoda. Tokom trajanja kvara već nakon nekoliko minuta po pravilu je dolazilo do nestanka signala mobilne mreže. Nasuprot tome, adekvatnim dimenzionisanjem sistema besprekidnog napajanja inteligentnih rastavljača te adekvatnim radio planiranjem raspoloživost digitalne radio komunikacije tokom trajanja dugotrajnih kvarova premašuje vrijednost od 95%. Kada se napravi poređenje 4G mobilne i digitalne radio komunikacije lako se zaključuje da je investiciono ulaganje u sopstvenu radio mrežu mnogo veće. Međutim, ovaj vid komunikacije, koji podrazumjeva nezavisnu digitalnu radio mrežu, garantuje veću pouzdanost odnosno raspoloživost cjelokupnog upravljačkog sistema.



Slika 7 - Arhitektura SCADA sistema za upravljanje i nadzor inteligentnih rastavljača

Efekti automatizacije na vremena lociranja i otklanjanja kvara na predmetnom dalekovodu može se kvantifikovati na osnovu parametara prikazanih u tabeli 1. Osim ovih parametara pri procjeni cjelokupne koristi od implementacije predloženog koncepta automatizacije neophodno je uvažiti i troškove neisporučene električne energije kao i troškove obračunatih penala za potencijalno prekoračenje dopuštenog trajanja beznaponskog stanja. Iskustva zapadnoevropsih zemalja pokaziju da je visina ovih troškova značajna te se njihov potencijalni uticaj ne smije zanemariti. Osim poboljšanja parametara pouzdanosti bitno je spomenuti i dodatne benefite koji se ogledaju u poboljšanoj opservabilnosti i kontrolabilnosti mreže. Naime, instalacijom inteligentnih rastavljača i njihovom integracijom u SCADA sistem dobijaju se nova mjerenja u sistemu koja se mogu koristiti kao resursi za različite analize i planiranja.

Tabela 1. Vrijeme trajanja i otklanjanja kvara prije i nakon automatizacije dalekovoda

	Prije automatizacije dalekovoda	Nakon automatizacije dalekovoda	Relativno smanjenje
Prosječno vrijeme lociranja kvara	70 min	22 min	68,57%
Prosječno vrijeme otklanjanja kvara	95 min	45 min	52,63%

5. ZAKLJUČAK

Povećanje stepena integracije obnovljivih izvora energije u postojeće distributivne mreže neizbježno dovodi do potrebe sa automatizacijom mreže i optimizacijom iskorišćenja postojećih kapaciteta. S obzirom na dimenzionalnost mreža ovi zadaci zahtjevaju značajne investicije. U ovom radu prikazan je put od ideje do realizacije koncepta automatizacije nadzemne distributivne mreže. Cjelokupni koncept zasniva se na primjeni inteligentnih rastavljača tj. rastavljača pripremljenih za daljinsko upravljanje i opremljenih indikatorima prolaska struje kvara. Predloženi koncept predstavlja kompromis između željenih tehničkih performansi u pogledu opservabilnosti i kontrolabilnosti mreže sa jedne i dostupnih finansijskih sredstava sa druge strane. Praktična implementacija predloženog koncepta automatizacije realizovana je kroz pilot projekat automatizacije 6 kV dalekovoda Donja Ljubija. Rezultati dobijeni tokom realizacije pilot projekta kao i kroz dosadašnji period eksploatacije automatizovanog dijela razmatrane mreže definitnivno mogu poslužiti ne samo kao smjernice za dalju automatizaciju konvencionalnih distributivnih mreža već i kao polauzna tačka za dalja usavršavanja i optimizaciju predloženih rješenja.

LITERATURA

[1] Abdullah, M. A., Agalgaonkar, A. P., Muttaqi, K. M., 2014, Assessment of energy supply and continuity of service in distribution network with renewable distributed, Applied Energy, vol. 113, pp. 1015-1026.

[2] Hakala, T., Kaipia, T., Alaperä, I., 2021, Experiences from implementation and operation of a distribution network and electricity markets integrated battery energy storage system, CIRED 2021 – The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Online Conference, pp. 2158-2162.

[3] Schneider, K.P., Chassin, D., Chen, Y., Fuller, J.C., Distribution Power Flow for Smart Grid Technologies, IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition (PSCE), pp. 1-7, 2009.
[4] Momoh, A. J., Electric Power Distribution Automation Protection and Control, Boca Raton, FL, USA:CRC Press, 2007.
[5] Morales-España, G., Mora-Flórez, J., Vargas-Torres, H., Elimination of multiple estimation for fault location in radial power systems by using fundamental single-end measurements, IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 24, pp. 1382 - 1389, June 2009.
[6] Teng, J., Huang, W., Luan, S., Automatic and fast faulted line-section location method for distribution systems based on fault indicators, IEEE Transaction on Power Systems, vol. 29, no. 4, pp. 1653 – 1662, July 2014.
[7] Rajaković, N., Tasić, D., Distributivne i industrijske mreže, drugo izdanje, Akademska misao, Beograd, 2008.
[8] Nahman, J., Mijailović, V., Pouzdanost sistema za distribuciju električne energije, Akademska misao, Beograd, 2009.
[9] Price, K. V., Storn, R. M., Lampinen, J. A., Differential Evolution – A Practical Approach to Global Optimization, Springer -Verlag Berlin Heidelberg, 2005.
[10] Đurić, M., Stojanović, Z., Relejna zaštita, Akademska misao, Beograd, 2021.
[11] Nahman, J.,Uzemljenje neutralne tačke distributivnih mreža, Naučna knjiga, Beograd, 1980.
[12] Catalogue Fault Indicators for Overheaded lines, 2017, online: https://streamerlectric.com/upload/tmp_download/INDICATORS_pages_24.08.2017.pdf, posjećeno: 15.3.2023. godine.

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-16

PRIMENA I ZNAČAJ OPTIČKIH TELEKOMUNIKACIJA U ELEKTRODISTRIBUTIVNIM SISTEMIMA NA PRIMERU NADZORA EEO

APPLICATION AND SIGNIFICANCE OF OPTICAL TELECOMMUNICATIONS IN ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEMS ON THE EXAMPLE OF EEO SUPERVISION

Živković Željko, Vladimir Babić
Schneider Electric DMS LLC Novi Sad, Republika Srbija

SAŽETAK

Optički medijum za prenos informacija, u današnje vreme, pronalazi sve veću primenu u svakodnevnom životu kroz prenos podataka putem interneta, televiziji, telefoniji, itd. Pored primene u komercijalne svrhe, upotreba optičkog medijuma za prenos informacija u elektroenergetici i automatizaciji elektroenergetskih procesa nalazi sve veću primenu. Kroz kvalitetan i brz prenos informacija od akvizicionih uređaja do Dispečerskih centara (DC) obezbeđuje se kvalitetno upravljanje i pravovremeno reagovanje u kriznim situacijama. Jedna od najznačajnijih benefita korišćenja optičkog medijuma za prenos informacija u Elektroenergetskim objektima (EEO) je otpornost na elektromagnetno zračenje koje se javlja kao posledica prenosa električne energije. Kreiranjem optičkih mreža na nivou Elektroenergetskog sistema (EES) i umrežavanjem svih činilaca od proizvodnje, preko prenosa do distribucije električne energije dobija se pravovremena razmena informacija. Pored toga, primena se može naći i unutar samih EEO povezivanjem uređaja koji formiraju skupove informacija neophodnih za moderna aplikativna rešenja nadzora i upravljanja. Zbog višestruke primene optičkog medijuma, korišćena oprema je sve dostupnija dok su benefiti mnogostruki.
Ključne reči: elektroenergetska mreža, optički prenos informacija, optički medijum, telekomunikacije

ABSTRACT

Nowadays, the optical medium for the transmission of information is increasingly used in everyday life through the transmission of data via the Internet, television, telephony, etc. In addition to being used for commercial purposes, the use of optical media for the transmission of information in the power industry and the automation of power processes is increasingly being used. High-quality and fast transmission of information from acquisition devices to Dispatch Centers (DC) ensures quality management and timely response in crisis situations. One of the most significant benefits of using an optical medium for the transmission of information in Electric Power Facilities (EEO) is the resistance to electromagnetic radiation that occurs as a result of the transmission of electrical energy. By creating optical networks at the level of the Electric Power System (EES) and by networking all factors from production, through transmission to the distribution of electricity, a timely exchange of information is obtained. In addition, the application can be found within the EEO itself by connecting devices that form sets of information necessary for modern application solutions of monitoring and management. Due to the multiple application of the optical medium, used equipment is increasingly available, while the benefits are manifold.

Keywords: Telecommunications, Optical transmission, Power distribution network, Information, Infrastructure.

Živković Željko, zeljko.zivkovic@se.com
Vladimir Babić, vladimir.babic@se.com

1. UVOD

Rad se bazira na dve povezane celine značaj kreiranja optičke infrastrukture unutar samih distributivnih sistema (nivo preduzeća) i korišćenje optičkih telekomunikacija unutar objekata za distribuciju električne energije. Svrha ovako kreiranih telekomunikacionih infrastruktura na nivou EES u ovom je nadzor i upravljanje EEO iz centralizovanog DC a.
Značaj primene otptičkih telekomunikacija u elektrodistributivnim sistemima biće prikizan kroz kreiranje optičke infrastrukture za nadzor i upravljanje EEO. Optičke telekomunikacije predstavljaju deo paralelnog razvoja energetske mreže. Zajedno sa rekonstrukcijom i širenjem distributivne mreže i EEO, postavlja se i telekomunikaciona optička infrastruktura. Trase energetski distributivnih kablova koriste se kao trase prostiranja optičke infrastrukture. Bitno je naglasiti da kapaciteti optičke infrastrukture distributivnih preduzeća prevazilaze interne potrebe za telekomunikacionim kapacitetima u čemu se ogleda i veliki potencijal.

Automatizaciju Elektroenergetskih objekata gledaćemo kroz primere u distributivnim sistemima i njihov krajnji cilj, a to je prikupljanje informacija iz procesa i njihovu prezentaciju obučenom korisnku u određenim Dispečerskim centrima. U DC ovim prikupljene informacije o stanju opreme u EEO i procesima prezentuju se uz pomoć modernih softverskih rešenja kao npr. SCADA, ADMS i sl. Optičke telekomunikacije svojim karakteristikama dostupnosti i cenom imaju ulogu glavnog prenosnog medijuma (od EEO do DC a) za napredna softverska rešenja .

Značaj optičkih medijuma ogleda se od primene na globalnoj mreži jednog EES društva kreiranoj povezivanjem svih objekata kroz optičku infrastrukturu ali i primenom unutar EEO povezivanjem opreme neophodne za prikupljanje informacija u procesu distribucije električne energije.

U nastavku uvodnog dela pojasnićemo u kratkim crtama pojmove važne za celinu ovog rada.

Osnovu prenosa informacija putem optičkih vlakana predstavlja prostiranje svetlosnog talasa (signala) kroz optički medijum po principu totalne unutrašnje refleksije. Optičko vlakno je obično napravljeno od stakla ili plastike dok u nekim situacijama može doći i do upotrebe drugih materijala. Skup optičkih vlakna čine optički kabl čije korišćenje obezbeđuje veći propusni opseg zbog paralelizacije prenosa informacija. Optičko vlakno kao medijum prenosa informacija je pouzdanije i sigurnije od bakarnih parica, zbog upotrebe svetlosnog talasa kao nosioca informacija. Samim tim omogućen je i brži prenos informacija u poređenju sa tradicionalnim metodama korišćenja električnih signala. Korišćenjem svetlosnog talasa kao nosioca informacija proizilazi ne emitovanje radio frekventnog (RFI) i elektromagnetnog (EMI) zračenja čime se sprečava neovlašćen pristup prenesenim informacijama.

FDDI (Fiber Distributed Data Interface) definiše dve vrste optičkih vlakana: singlemode i multimode. optička telekomunikaciona mreža, bez obzira na njenu namenu, se sastoji od tri glavna dela:
- optički predajnik - pretvarač električnog signala u svetlosni talas
- optičko vlakno - prenosni medijum
- optički prijemnik - pretvarač svetlosnog talasa u električni signal

Osnovna uloga optičkog vlakna je da svetlosni talas, koji se u slobodnom prostom prostire pravolinijski, usmerava od predajnika do prijemnika proizvoljnom putanjom uz što manje gubitke. Zavisno od rastojanja na kom treba preneti informaciju razlikuju se tipovi optičkih vlakana. Singlemode 9/125μm (OS1) tip optičkog vlakna se koristi za prenos informacija na daljinama preko 2km dok se multimode 50/125μm (OM2 i OM3) i multimode 62.5/125μm (OM1) tip optičkog vlakna koristi za prenos informacija na daljinama kraćim od 2 km.

Kreiranje telekomunikacione optičke mreže jednog EES-a je po principu spajanja svih činilaca u procesu proizvodnje, prenosa i distribucije električne energije koristeći optičke kablove koji se prostiru trasom visokonaponskih dalekovoda.

Primer komunikacije Eng. Remote Terminal Unit-a (RTU) sa pametnim uređajima kao što su integrisane mikroprocesorske zaštite putem IEC protokola će objasniti prednosti i nedostatke ove primene. Takođe će biti pokazana prednost u odnosu na konvencionalne tehnologije i opravdanost upotrebe.

Osnovni aspekt rada je da prikaže značaj i isplativost korišćenja optičkog medijuma u segmentima procesa automatskog upravljanja elektroenergetskom mrežom. Pored oslanjanja na postojeća rešenja primene optičkih telekomunikacija, autori ovog rada će predložiti idejna rešenja koja do sada nisu naišla na rasprostranjenu upotrebu, čime se želi podići svest o samoj upotrebi optičkih vlakana u budućim procesima automatizacije.

2. OPTIČKI PRENOS INFORMACIJA U EES-U

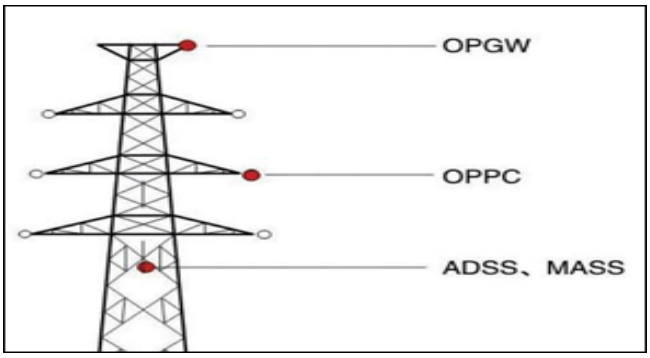
Povećavanje propusnog opsega komunikacije i brži prenos podataka kao i njihov prodor u sve pore života doneo je nova razmišljanja pri upotrebi u ESS-u. Na prvi pogled, veza između telekomunikacionih prenosa podataka i prenosa električne energije je mala. Međutim, ukoliko se izvrši detaljna analiza, dolazi se do zaključka da se upotreba infrastrukture EEO i EES-a može iskoristiti za razvoj telekomunikacione infrastrukture. Razvojem tehnike prenosa optičkim vlaknima.Otpornost ovakvog prenosa usled prisustva jakih elektromagnetnih polja su eliminisani, što dovodi do integracije energetskih i optičkih kablova. Novi principi implementacije se ogledaju u pridruživanju optičkog kabla energetskom kablu pri čemu se na lak način pokriva široka teritorija kvalitetnom telekomunikacionom mrežom.
Naredna poglavlja rada će analizirati uopšteni princip kreiranja telekomunikacione infrastrukture ne ulazeći i konkretna tehnička rešenja.

2.1 Primena optičkih kablova u visoko-naponskim elektroenergetskim sistemima

Optički kablovi zbog svoje imunosti na uticaj elektromagnetnog polja spadaju u veoma dobro rešenje komunikacionih sistema po visoko-naponskim postrojenjima. Dodatna pogodnost je to što postoji razvijen sistem dalekovoda koji mogu obezbediti komunikacione pravce za postavljanje optičkih kablova do svakog mesta u državi.
Optički kablovi koji se koriste za komunikaciju u EES-u razlikuju se, pre svega, po načinu polaganja i dele se na:

- Podzemni optički kabl,
- Metalni odnosno nemetalni optički kabl koji se postavlja na stubove dalekovoda ispod faznih provodnika (MASS - Metallic Aerial Self-Supporting; ADSS - All-Dielectic Self-Supporting Cables),
- Nemetalne optičke kablove pričvršćene na zemljovodno uže (ADL - All-Dielectric Lashed Cable Technology),
- Optičke kablove u zemljovodnom užetu (Eng. Optical Power Ground Wire - OPGW), OPGW ima dvojaku ulogu, ulogu zemljovodnog užeta i optičkog komunikacionog kabla.
- Fazni provodnik sa optičkim vlaknima (Eng. Optical Fiber Composite Phase Wire - OPPC).

Prema IEEE standardima, pozicioniranje optičkih kablova na dalekovodu kao i raspored po tipu optičkog kabla u odnosu na dalekovodni stub prikazano je na Slici 1.



Slika 1. Prostiranje optičkih kablova kroz dalekovod

Optički provodnici s obzirom na najrasprostranjeniju primenu u sistemu i to da čine kičmu telekomunikacione mreže EES-a, tako i u Crnoj Gori, postali su neizostavni deo svake rekonstrukcije dalekovoda i na taj način omogućuju optičku infrastrukturu do svih EEO objekata. [2]

Optičko jezgro se sastoji od optičkih vlakana, sekundarne zaštite, mase za ispunu, a isto tako sastavni elementi mogu biti i sintetičke trake za temperaturnu izolaciju i rasteretni element od kevlara.

Najčešće korišćena su dva tipa OPGW i ADSS tipovi kabla. Za svaku konstrukciju proizvođač ovog kabla definiše optičke, mehaničke i električne karakteristike i najvažnije od njih su sledeće: broj i tip vlakna, odnos provodnih i nosećih elemenata, struja kratkog spoja, spoljašnji prečnik, težina, prekidna sila, maksimalna dozvoljena zatezna sila, minimalni prečnik savijanja, električna otpornost. Kada se ispune svi uslovi ovakav kabl uvede u objekat povezuje se sa terminalnom opremom (pasivnom i aktivnom). [3]

Pasivnu opremu čine optički prenosni medijumi dok aktivnu razni tipovi opreme koja prikuplja optički signal i vrši njegovu obradu i distribuciju u željenoj formi (npr. Synchronous Digital Hierarchy (SDH)).

Navešćemo primer trenutne situacije u Crnoj Gori.

Državne kompanije posjeduju skoro 10.000 kilometara optičkih kablova i druge telekomunikacione opreme, a od tih kapaciteta koristi se svega deset do 15%.

CEDIS posjeduje više od 5,5 hiljada kilometara vazdušne optičke infrastrukture izgrađene posredstvom OPGW i ADSS, i to 550 kilometara OPGW optičke infrastrukture postavljene na 35kV dalekovodima i oko pet hiljada kilometara ADSS optičke infrastrukture na 0.4kV niskonaponskoj mreži.
"U dijelu OPGW optike, u CEDIS-ovom vlasništvu su kapaciteti od po 24 optička vlakna na svim dionicama. U dijelu ADSS optike korišćeni su kablovi raznih kapaciteta u zavisnosti od potreba i statike stubova, te kapaciteti u vlasništvu CEDIS-a variraju od šest do 72 optička vlakna na različitim dionicama" – izjava predstavnika CEDIS a. [8]
Sam značaj svake nove telekomunikacione mreže za svaku zemlju je ogroman. Kvalitetan prenosni put, uzimajući u obzir strateški položaj zemlje, obezbediće veliki kapital od iznajmljivanja linija. Procene su da iznajmljivanje linija može doneti čak i veći profit od osnovne delatnosti (u nekim privredama dostižu se odnosi 60%-40% profita u korist telekomunikacija).
Osnovni zadatak je da telekomunikacioni sistem zadovolji potrebe za komuniciranjem u okviru tehničkog i poslovnog sistema upravljanja u svim celinama EES-a posebno u distributivnom sektoru, kao i sa susednim EES-i npr. evropskim inter-konekcijama. U tom cilju je potrebno obezbediti prenos sledećih telekomunikacionih signala:

- govornih signala
- podataka za upravljanje elektroenergetskim sistemom
- signala zaštite
- poslovnih podataka
- podataka za upravljanje telekomunikacionim sistemom.

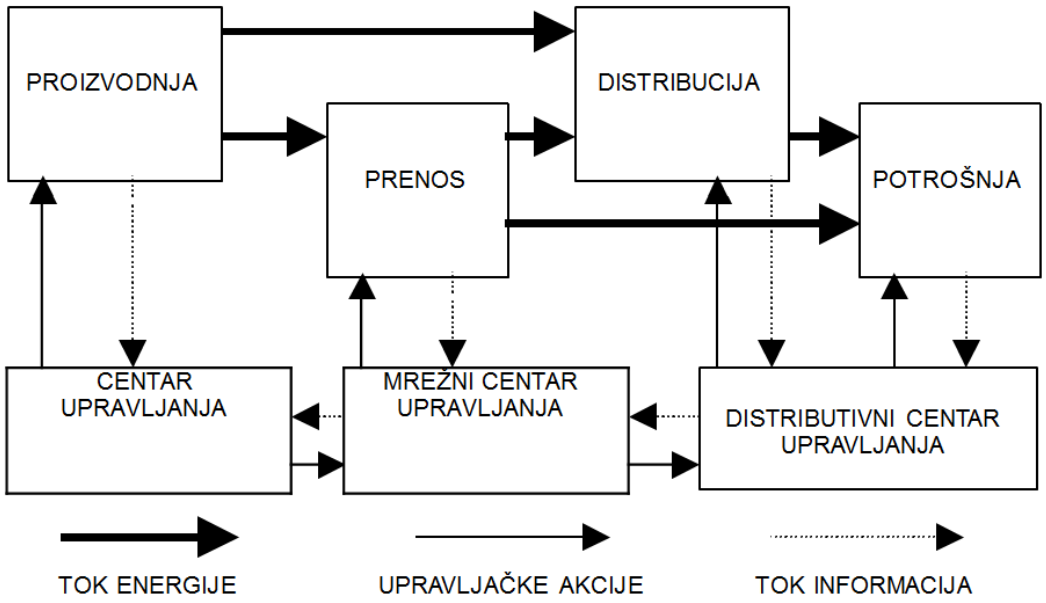
Naročito se vodilo računa o razvoj telekomunikacionih sistema bude usklađen sa razvojem EES-a i potrebama dispečerskog i poslovnog upravljanja. Telekomunikaciona mreža prenosa treba da bude usklađena sa razvojem mreža prenosa u susednim EES u cilju međusobnog povezivanja. Izgradnja u budućnosti mora omogućiti njeno korišćenje za stvaranje prihoda od rentiranja telekomunikacionih kapaciteta po uzoru na svetske sisteme.
Povezani su svi činioci i postoji protok svih neophodnih informacija za funkcionisanje energetskog sistema jedne zemlje. Proizvodnja, prenos i distribucija električne energije razmenjuju neophodne informacije uz maksimalnu zaštitu prenosa informacija unutar sopstvene mreže.

2.2 Optički prenos informacija u DC proizvodnje, prenosa i distribucije električne energije

EES predstavlja složeni dinamički sistem čiji je osnovni zadatak da osigura kvalitetnu, pouzdanu i ekonomičnu isporuku električne energije do krajnjih potrošača. Podela EES-a na podsisteme vrši se ne osnovu aspekta osnovne tehnološke funkcije na:

- Proizvodnju električne energije
- Prenos električne energije
- Distribuciju (raspodelu) električne energije do krajnjih potrošača

Svaka od ovih celina koristi specijalizovani DC koji obezbeđuje upravljanje neophodnim procesima.
Elektroenergetski sistemi mogu obuhvatati područja jedne ili više država pa se i upravljanje EES vrši iz više DC. Uprošćeni prikaz podsistema EES-a sa naznačenim tokovima električne energije, upravljačkih akcija (komandi) i pročitanih informacija sa polja dat je na Slici 2 [3].
Bitno je naglasiti da je povezivanjem optičkom infrastrukturom svih činilaca u EES u kreirana zatvorena mreža. Ovim pored pouzdanog i brzog protoka neophodnih informacija dobijamo visok steopen bezbednosti ovih informacija.



Slika 2. Uprošćeni prikaz podsistema EES-a sa naznačenim tokovima električne energije, upravljačkih akcija (komandi) i pročitanih informacija

2.2.1 Optički prenos informacija u sistemima za distribuciju električne energije

Nekada jedinstvena preduzeća a danas deo Energetskog sistema jedne zemlje su i preduzeća za distribuciju električne energije. Distributivna mreže koriste pogodnosti optičke mreže kreirane kroz dalekovode visokog napona. Ovo je realizovano tako što Elektro prenosna mreža se u trafostanicama spaja sa distributivnom i dalekovodi 110kV i 35kV koji napajaju te objekte predstavljaju i komunikacionu okosnicu preko OPGW a.
Dalje širenje mreže prema objektima nižeg naponskog nivoa je samostalna delatnost distributivnog preduzeća ili u kooperaciji sa telkomunikacionim provajderima.
Da bi se ispoštovali standardi i normativi na globalnom nivou. Opšti preduslovi za integraciju heterogenih servisa u zajedničku Eng. Internet Protokol (IP) -baziranu mrežu preduzeća EES su: pravilno projektovanje mreže, podrška različitih nivoa eng. Quality of Service (QoS) , određeni stepen međusobne izolacije servisa i stvaranje uslova za bezbedan rad mreže kroz implementaciju odgovarajuće politike zaštite. Za donošenje odluke o stepenu i strategiji integracije servisa presudni su tehno-ekonomski faktori, mada mogu da budu značajni i zakonski normativi specifični za pojedine države, kao i komunikacioni zahtevi koji se pojavljuju u međunarodnoj interkonekciji elektroenergetskih sistema. [2]
Propisuje sledeće zahteve za QoS parametre daljinskog upravljanja: vreme prenosa ≤ 1s, protok ≤ 2Mb/s i raspoloživost > 99,98%. [4]

2.3 Telekomunikaciona optička infrastruktura za nadzor i upravljanjee u EEO-tima distributivne mreže

Krajnji cilj EES-ema je osiguravanje kvalitetne, pouzdane i ekonomične isporuke električne energije. U postizanju ovog cilja neophodno je praćenje i nadzor EEO-ta i opreme koja učestvuje u distribuciji električne energije. Značaj optičke telekomunikacione infrastrukture u slanju informacija od akvizicionih uređaja (RTU) do DC ćemo objasniti kroz primer prikupljanja informacija za SCADA softversko rešenje. Ovako prikupljene informacije mogu se koristiti i unutar kompleksnih softverskih rešenja koja sadrže mnoštvo aplikacija koa što je recimo ADMS (Advanced Distributed Management System).
SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) je sistem za nadzor, upravljanje i akviziciju podataka koji služi za nadzor i upravljanje automatizovanim procesima u EEO u realnom vremenu. Osnovni zadatak SCADA sistema je da prikupi procesne podatke i prosledi ih u DC uz pomoć uspostavljene komunikacije sa telemetrisanim EEO raspoređenim na terenu, njihova obrada i prikazivanje kvalifikovanim i obučenim ljudima odgovorim za upravljanje EES-a. Prikupljanje podataka i upravljanje u lokalu se obavlja uz pomoć mikroprocesora raspoređenih u EEO-tima. [6]
Najrazličitija primena optičkih tehnika prenosa i njene implementacije u SCADA centre zasniva se baš u sveri Distribucija, razlog ovome je primena najrazličitijih tipova protokola komunikacije između uređaja unutar trafo stanica koje pretstavljaju osnovne EEO u sveri distribucije električne energije. Prenos bez gubitaka ne velikim

rastojanjima omogućio je spajanje optičkim medijumima EEO međusobna koji mogu biti razuđeni i udaljeni od nadređenog DC a. Neophodna je obezbediti povezanost telekomunikacionom infrastrukturom sve regione jedne zemlje. Ovakvim rešenje se omogućuje razmena informacija na teritoriji svih Dispečerskih Centara distributivne mreže jedne zemlje. Ovde se oslanjajući na sopstvene resurse kreira optička tk mreža zatvorenog tipa visoke pouzdanosti i vrši razmena informacija neophodnih za funkcionisanje jednog distributivnog sistema na nivou regiona ili države. Spajanjem svih celina kreiraju se nacionalni dispečerski centri koji imaju koordinirajuću ulogu. Prestanak uloge prenosne mreže a početak uloge distributivne mreže počinje od naponskog nivoa 110kV do krajnjih potrošača (kućne instalacije) 0.4kV. Težnja ove podele je uvođenje upravljanja i praćenja svih sfera distribucije električne energije putem SCADA sistema. Na ovaj način došlo je do podele na dva tipa SCADA sistema:

- SCADA sistem srednjeg napona od 110kV do 10kV (SN SCADA) i
- SCADA sistem niskog napona od 10kV do 0.4kV (NN SCADA).

Kreiranje geografskih celina i podela distributivnih regiona treba da podrazumeva podjednaki razvoj optičke infrastrukture u svim delovima zemlje i njihovim distributivnim celinama. Svaki dispečerski distributivni centar treba da ima pouzdanu telekomunikacionu infrastrukturu.

Trafostanica predstavlja elektroenergetski deo kojim se upravlja i nadzire (polja - dalekovodi, transformatori i sl.) čest naziv je i primarna oprema. U novijim sistemima primarna oprema se preko ormana prilagođenja (signali, merenja i komande preko relejne logike i mernih pretvarača) povezuje sa mikroprocesorskim upravljačko/zaštitnim uređajima čest naziv za ove uređaje je i IED (Intelligent Electronic Devices) predstavljaju pametne uređaje zaštitno/nadzorno/upravljačke logike. Kod starijih sistema sa relejno merne logike ide direktna žična veza ka RTU (Remote Terminal Unit)/PLC (Programobil Logical Controler) na slici u našem jeziku često se taj uređaj zove i *„stanični računar“* , dok u novijoj generaciji obradu informacija vrši neki drugi uređaj a obrađene informacije iz polja koje nadzire po nekom od standardnih komunikacionih prokola šalje na stanični računar putem optičkog kabla u našim slučajevima.

Za ove svrhe zbog mali rastojanja koriste se multimodni kablovi koji se pridržavaju standarda 62.5 i 50 mikrona multimodni u paru 2 vlakna zbog full duplex prenosa informacija. Zavisnosti od protokola koji se koristi i tipova optičkih portova koje uređaj poseduje ili ih uopšte nema pa se radi prilagođenje pristupa s različitom načinu prenosa informacija.

Za prenos informacija koriste se patch kablovi sa odgovarajućim konektorima i duplim vlaknima.

Stanični računar (RTU/PLC) prikuplja informacije od podređenih uređaja prema definisanim protokolima i prosleđuje ih ka jednom ili više SCADA centara korišćenjem unapred određenih protokola.

Stanični računar obično nema optičke portove, pa se vrše različita prilagođenja i konverzije ka mrežnoj ili serijskoj komunikaciji.

HMI (Human Man Interface), koje predstavlja lokalnu kontrolnu tačku, prvenstveno osigurava bezbednost i prati vanredne događaje prilikom intervencija ili održavanja na transformatorskim stanicama. Računarski sistem se nalazi izvan energetskog dela u zgradi stanice radi bezbednosti.

Komunikacija između staničnog računara i lokalne kontrolne tačke predstavlja nezavisan paralelni pravac komunikacije u odnosu na glavni DC.

Nakon što je kompletan proces automatizovan u transformatorskoj stanici i sve relevantne informacije prikupljene na RTU, uspostavlja se optička veza između Dispečerskog SCADA centra (nadređenog tom objektu) i transformatorske stanice radi praćenja i upravljanja informacijama.

U slučaju redundantnih komunikacionih kanala (za jedan RTU postoji više komunikacionih linkova ka DC u) od transformatorske stanice do dispečerskog centra, optički medijum u IP tehnologiji ima apsolutni prioritet i tretira se kao glavni prenosni put.

2.4 Primena optičkog prenosa unutar EEO

Optička vlakna omogućavaju efikasan prenos velike količine podataka na velike udaljenosti, što je ključno za skupljanje mernih podataka i upravljanje opremom u distributivnim sistemima. Primer EEO objekta je trafostanica. Optička vlakna omogućavaju pouzdan prenos podataka po različitim komunikacionim protokolima, što je od suštinskog značaja za efikasno upravljanje distributivnimobjektim posredstvom npr. SCADA sistemima.
Podelićemo radi lakšeg razumevanja u dva tipa slučaja kada se optika koristi kao veza između pogonskih uređaja i RTU a:

- Prilagodna rešenja gde se sa nekada i starijom opremom koristeći optičke kablove i konvertore postižu bolje i pouzdanije performanse u radu.
- Oprema koja je predefinisana i poseduje tehničke karakteristike kao i odgovarajuće optičke priključke / portove za povezivanje i komunikaciju optičkim medijumima.

Prvi razlog velike primene optike je to što ne podleže uticajima elektromagnetnog zračenja niti indukovanja struja i napona duž prenosnog puta čime se uspešno očuva pruka poslata u komunikaciji između uređaja.

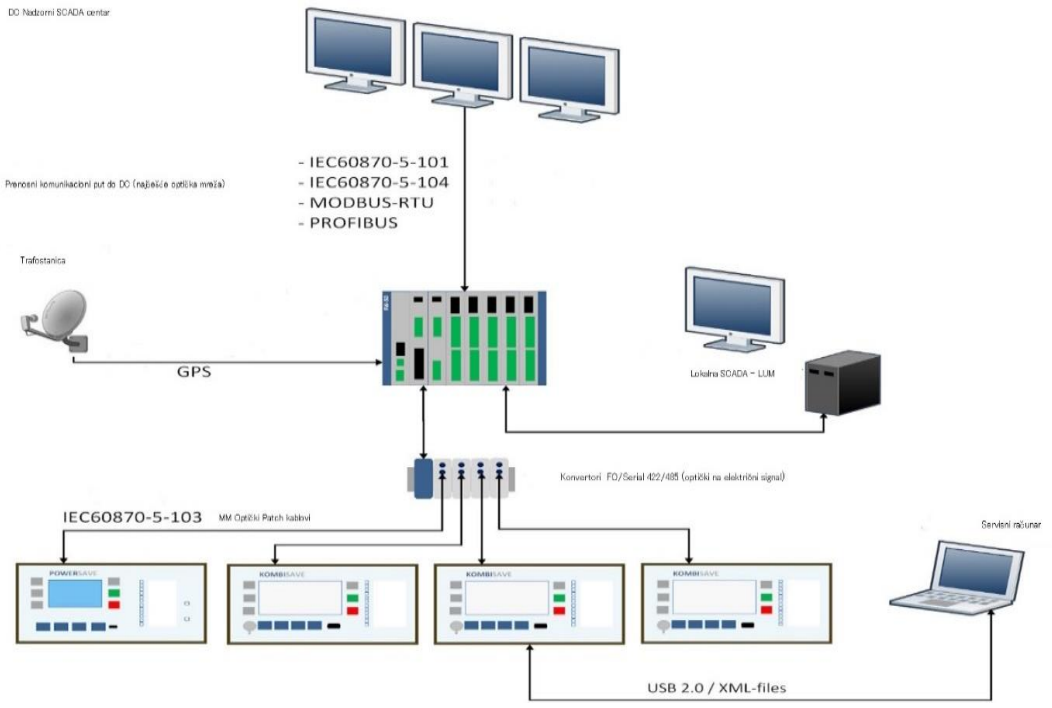
2.4.1 Primena optičkih komunikacija – oprema koja nema integrisane optičke komunikacione portove

Vrlo često kod starijih i jeftinijih tipova opreme – multifunkcionalnih procesnih uređaja ne postoji optički priključak i komunikacija je predviđena za prenos preko električnog signala putem žičane veze. U ovakvim situacijama se koriste optoelektrični konvertori sa obe strane komunikacije i na strani uređaja gde se njima pristupa preko serijskih portova 232/485 i vrši konverzija na optički signal, a onda se nakon prenesene informacije kroz optički kabl na drugom kraju gde je obično RTU/PLC vrši inverzna transformacija sa optičkog na električni signal i tako povezuje na ulazni port uređaja. U ovim sistemima velika primena je jeftinijih tipova vlakana bilo plastičnih vlakana ili PCS iz razloga malih rastojanja za razliku od okosnice mreže.
Topologije koje se koriste kada se radi o uređajima i protokolima koji koriste IP tip komunikacije su zvezda ili sve češće prsten.
Shodno IEC protokolu koji se koristi za komunikaciju između pogonskog uređaja i nadređenog RTU – a primenjuju se različiti tipovi prenosa informacija putem optike , sada će biti pomenuti samo neki primer.

Na primeru *IEC 870-5-103* koji predstavlja pridruženi protokol za prenos informacija sa zaštitno upravljačkom logikom u polju. Da bi se sa uređajima koji komuniciraju ovim protokolom uspostavila komunikacija neophodno je obezbediti zavisno od broja uređaja koncetratore (uređaje na red vezivati u grupe tzv. party line). Ova koncentracija se radi jer RTU ima ograničen broj serijskih portova koji je znatno manji od broja uređaja u komunikaciji. Sami uređaji ako nemaju već implementiran optički port poseduju modularnu ugradnju istog ili vezu 485 na FO (fiber optic) eksterne konvertore. Ovaj protokol spada u prve protokole gde je optika dobila komunikacionu primenu. Za vezu od zaštitnog uređaja do RTU koncentratora koriste se Patch cord. Primer IED uređaja i veze sa RTU. Slika 3 prikazuje primenu na primeru povezivanja uređaja koji koriste ovaj protokol [4].

Patch kabl je optički kabl sa konektorimana oba kraja. Uglavnom se koristi kao veza između optičkih distributivnih ormara/kutija i uređaja u njima ili za međupovezivanja u okviru optičkih distributivnih ormara, a prave se u Simplex i Duplex varijanti.

Najčešće u upotrebi koristi sladeće tipove konektora: SC, ST, LC, FC, E2000, MU, DIN i tri načina poliranja PC, UPC i APC. Patch kablove pravi u Simplex ili Duplex varijanti koristeći kablove sa sledećim tipovima vlakana: singlemode ili multimode u zavisnosti od rastojanja između uređaja.



Slika 3 - Primer primene optičkog prenosa informacija po IEC60870-5- 103 protokolu

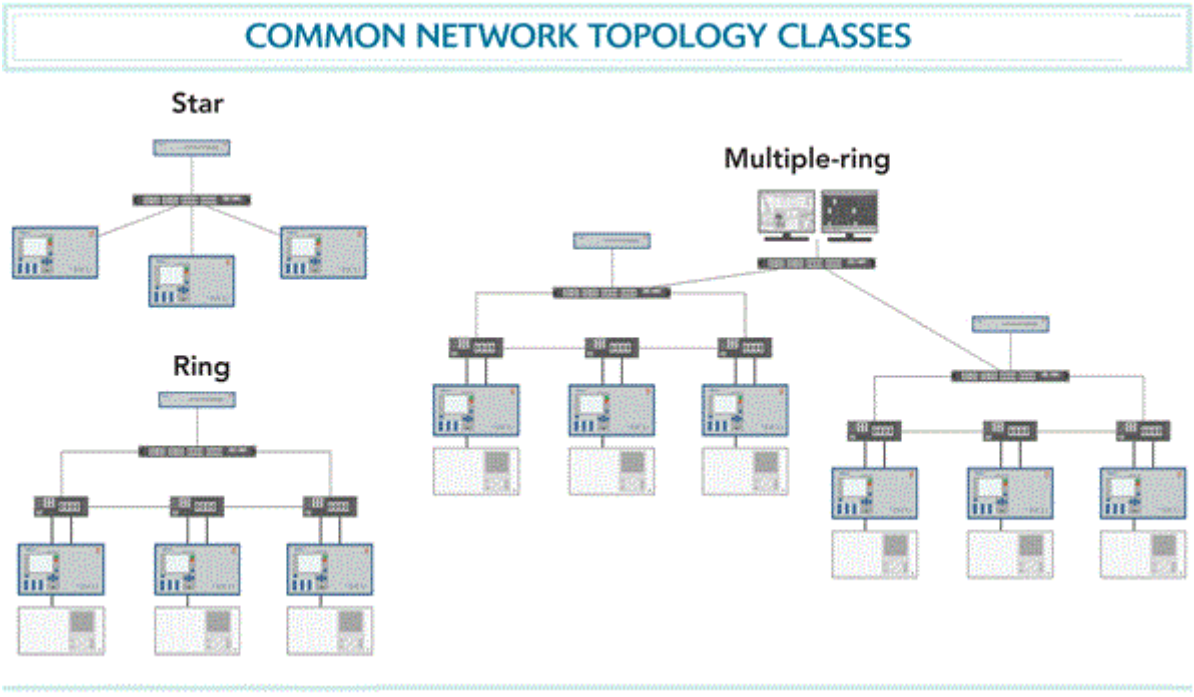
Shodno načinu primene ovo predstavlja jednostavniji protokol komunikacije i samim tim najčešće korišćene brzine rada su 19200 baud do 1200 baud – a. Zahtevom za bržim i kompleksinijim prenosom informacija ka SCADA centrima prelazi se na mrežne protokole nove generacije kod kojih optička veza postaje standard i dobija sve širu primenu.

Konverzijom serijskih portova (232/485/422 i sl.) ili etherneta RJ45 dobijamo da kroz postrojenje ne koristimo električne signale već se njihova konverzija dešava pred sam uređaj. Pored otpornosti na EMI i RF prenosom kroz optički kabal obezbeđujemo ulogu galvanskog razdvajanja portova na uređajima i sprečavamo mogućnost indukcije prenapona usled kvara ili udara groma u postrojenju. Ovim postupkom štitimo uređaje i skupu računarsku opremu koje koristimo u postrojenjima (RTU, Power Meter, IED,...)

2.4.2 Primena optičkih komunikacija – oprema koja ima integrisane optičke komunikacione portove

U novijoj tehnologiji optički portovi postaju sastavni deo industrijske opreme tako da mnogi RTU ovi i oprema za upravljanje EEO poseduje to integrisano. Na primeru integracije Intelligent Electronic IED a različitih vendora poštujući standarde i protokole lako se ostvaruje integracija unutar EEO.
Zbog svojih specifičnosti i naprednih funkcionalnosti optička komunikacija ima ključnu ulogu u razvodnim postrojenjima i trafostanicama. Preko razvodnih postrojenja i trafo stanica vrši se povezivanje više dalekovodnih pravaca i proizvodnih objekata. Svaki dalekovodni pravac završava se na njemu odgovarajucem polju, u kome postoji razliciti uredaji, kao što su rastavljaci, prekidaci, PLC-ovi, strujni i naponski transformatori, zaštite, merni uredaji itd. Da bi se omogućile nadzorne i upravljacke funkcionalnosti, različiti uredaji moraju međusobno da komuniciraju. U ranijem periodu komunikacija izmedu uredaja omogućavana je direktnim ožicenjima i sporom serijskom komunikacijom. Razvoj računarske i komunikacione tehnologije i savremenih upravljačkih sistema omogućio je niz novih funkcionalnosti za čije potpune efekte tradicionalna rešenja nisu bila optimizovana. Nova rešenja treba da omoguće, jednostavniju i pouzdaniju komunikaciju, interoperabilnost izmedu opreme različitih proizvodaca, lakši nadzor, upravljanje i konfigurisanje.
Ključna uloga u oblasti komunikacije u okviru sistema za nadzor i upravljanje u elektroenergetskim sistemima imaju standardi Medunarodnog Elektrotehnickog Komiteta (IEC). Postoji veci broj standarda koje je u dužem vremenskom periodu donelo ovo telo. Sa stanovišta primene IP-a i ethernet tehnologije posebno je aktuelan standard IEC61850, za potrebe komunikacije putem racunarskih LAN i WAN mreža.
Najpoznatiji protokol za Devices IED je *IEC 61850* i predstavlja TCP/IP protokol preko brze ethernet veze. Na primeru opreme koja podržava ovaj protokol objasnićemo primenu optičkih tk.
Jedna od intencija IEC61850 standarda je uvodenje nove generacije inteligentnih elektronskih uredaja-IED na nivou primarne opreme u trafo-stanicama, koja eliminiše probleme interoperabilnosti i zamenjivosti opreme razlicitih proizvodaca. IED omogućuju inteligentno razmenjivanje informacija sa drugim uredajem i sa drugim ovlašcenim aplikacijama, bez obzira na njihovog proizvodaca, lokaciju i organizacionu pripadnost, omogućuje i uvođenja novih aplikacija i savršenije sistemske koncepte upravljanja, planiranja, konfigurisanja i održavanja. IED uredaji obuhvataju različite vrste programabilnih kontrolera, inteligentnih senzora, inteligentnih RTU-ova, računarskih stanica itd.
Pogledajmo sada predlog rešenja mreže za nadzor i upravljanje u razvodnom postrojenju, koje se zasniva na IEC61850 standardu.
Možemo da uočimo da IEC 61850 standard definše dva mrežna segmenta i to stanični LAN i procesni LAN. Procesni LAN se koristi za prenos neprocesuiranih informacija (statusi uredaja, odbirci efektivne vrednosti struje i napona itd.) izmedu mernih uredaja i IED-ova koji na osnovu primljenih podataka vrše merenja i donose odluke. Implementacija procesnog LAN-a zahteva velike brzine prenosa, reda 100Mb/s ili 1000Mb/s.
Primena optickog prenosa i velike brzine prenosa omogucuju da se umesto standardnog linijskog ožicenja koristi mrežna infrastruktura preko koje se vrši prenos signala digitalizovanih velikom frekvencijom.
Optički prenos obezbeđuje i potrebnu imunost na elektromagnetne smetnje kao i izolaciju između mernih uredaja i IED-ova. Stanični LAN se koristi za medusobno povezivanje IED-ova kao i ostalih elemenata sistema nadzora i upravljanja, kao što su MMI, database serviri , SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) serveri itd. I za ove potrebe može se koristiti 100Mbit/s ili 1000Mbit/s Ethernet pri čemu se kao prenosni medijum mogu koristiti i optička vlakna.
Zbog svojih osobina i pre svega dimenzija optički kablovi su idelni kao medijumi za povezivanje uređaja u EEO. Osnovna prednost ne zahtevaju posebne galerije i kablovske kanale već moguće ići paralelno sa postojećim kablovskim trasama (energetskim ili komunikacionim).
Pored arhitekture u kojoj su stanični i procesni LAN odvojeni, mogu se koristiti i arhitekture u kojima su oba LAN segmenta objedinjena. Ovakva integracija je moguća jer se u oba segmenta koristi ista LAN tehnologija. Zbog obezbedivanja redudantnosti, IED uredaji mogu imati udvojene komunikacione interfejse, tako da se postavljanjem drugog svica može obezbediti pouzdanije funkcionisanje sistema. U razvodnim postrojenjima posebnu pažnju treba obratiti na posebne uslove radne sredine, ispunjenje industrijskih standarda, sigurnost sistema i ostale specifične zahteve koji se postavljaju u ovom slučaju.

Veoma bitan element, koji utiče na funkcionisanje mreže i upravljačkog sistema, je i fizicka topologija. Kada govorimo o fizickoj topologiji LAN-amogu se koristiti razlicita rešenja. Preporučuje se korišcenje tzv. hibridnih arhitektura koje kombinuju arhitekturu prstena i stabla uz primenu redudantnih linkova i uređaja. Cilj ovakvih arhitektura je postizanje malog kašnjenja i velike pozdanosti dobijene otpornošcuna kvarove linka i uređaja.
Prema topologiji kombinujemo 3 tip a mreža shodno situaciji i tehničkim karakteristikama opreme (broj optičkih portova na uređaju). To su zvezda, prsten i višestruki prsten. Slika 4 [6].
Zbog manje brzine klasičnog *Spanning Tree* – STP mehanizma preporucuje se korišcenj *IEEE 802.1w -Rapid Spanning Tree* RSTP mehanizma, koji omogućuje rekonfiguraciju za period kraći od 50ms, za prsten sa 10 svičeva. Pri ovome treba voditi racuna o kompatibilnost opreme različitih proizvodaca, što često zna da bude problem pri samoj implementaciji. Jedna od bitnih funkcionalnosti odnosi se i na mogućnost grupisanja pojedinih IED i ostalih uredaja u odgovarajuće funkcionalne celine, tako da se razdvoje saobraćjni tokovi između njih. Da bi se ovo omogućilo predlaže se korišcenje funkcionalnost VLAN arhitektura definisanih u IEEE 802.1Q. Na ovaj način IED uredaji komuniciraju samo untar svog VLAN-a i sa nadzornim centrom, tako da se eliminiše uticaj između uređaja različite namene.
Da bi se omogućilo izdvajanje posebno važnih poruka za rad aplikacija realnog vremena može se koristi mehanizam dodele prioritete definisan u IEEE 802.1p. Na ovaj nači omogućuje se dodeljivanje višeg prioriteta posebno oseljivim servisima, tako da u slučaju zagušenja, poruke ovakvih aplikacija imaju prvenstvo nad drugim servisima.



Slika 4 - Primer tipova topologije optičke mreže IEC61850 protokol

Naveli smo neke od primera primene optičkog prenosa i njihov značaj u raznim sferama oblasti elektroenergetike.

3. ZAKLJUČAK

Autori ovog rada prepoznaju 12 razloga iz kojih prvenstveno optička vlakna treba koristiti kada god je to moguće u povezivanju komunikacionih prenosnih puteva pri kreiranju tk infrastrukture u objektima EES a.
Kod optičkih kablova, optička vlakna prenose digitalne signale u obliku modulisanih svetlosnih impulsa. Ovo je relativno bezbedan način prenošenja podataka jer se optički kablovi ne mogu prisluškivati, a podaci su obezbeđeni od replikacije na eksterne sisteme koji mogu ugroziti sigurnost. Takođe, kablovi od optičkih vlakana ne podležu električnim smetnjama, imaju najmanje slabljenje signala duž kabla i podržavaju izuzetno velike brzine prenosa podataka na velikim udaljenostim.

- Prenos na velike udaljenosti bez repetitora i regeneratora
- Veliki kapacitet
- Smanjena cena sistema
- Smanjena cena održavanja
- Bolji kvalitet
- Najmanja cena životnog ciklusa

- Male dimenzije
- Mala težina
- Dielektrična priroda
- Otpornost na EMI/RFI
- Unutrašnja zaštita prenosa
- Međusobni odnos osobina optičog vlakna i faktora koštanja njegove primene

Zbog njegovog veoma malog slabljenja pomoću optičkih vlakana može se vršiti prenos na velike udaljenosti bez repetitora i regeneratora.

Zbog veoma niske stope prostiranja impulsa optički sistemi imaju veoma veliki kapacitet u odnosu na druge medijume za prenos.

Eliminacijom repetitora, regeneratora i srednjedometnih koncentratora smanjuje se cena sistema. Smanjena cena sistema i održavanja je realna činjenica iako još uvek početna investicija pogotovo u velikim SCADA centrima izgleda znatno veća, veoma je kratak period kada ova investicija postaje isplativa. Kroz dugačak vek i trajnost oprtičkih vlakana pri čemu ona ne gube svoja svojstva ovaj način povezivanja postaje daleko isplativiji i sve zastupljeniji. Problem još uvek pogotovo u elektroenrgetski SCADA sistemima predstavljaju specifične sredine (gasovi, niske visoke temperature i sl., štetočine kao što su miševi ... ali se vrlo uspešno i ovo uvođenjem tehničkih inovacija u proizvodnji kablova rešava.
Smanjenje cene najkraćeg životnog ciklusa. Zbog velikog kapaciteta optičkih vlakana, kapacitet optičkog sistema za prenos možemo povećati jednostavno promenom elektronike. Ova mogućnost čini optičke kablove jedinstvenim medijumom. Sa ovim mogućmostima, investiranje u optičke kablove je mnogo isplativije nego investiranje u druge konkurentske tehnologije. Cena životnog ciklusa optičkih sistema je obično niža od cene životnog ciklusa konkurentskih tehnologija.
Optička vlakna i optički kablovi su najmanji trenutno raspoloživi kablovi. U prepunjenim cevovodima, 100 parica prečnika 3 inča mogu biti zamenjene jednim optičkim kablom prečnika 0.75 inča. Prilikom postavljanja novih cevi, kada se uzme u obzir kopanje rovova i raskopavanje ulica u gradovima, male dimenzije optičkog kabla obično znače malu cenu instaliranja pri čemu kapacitet ostaje nepromenjen.
U visokim zgradama, sa velikim opterećenjem spratova, mala težina optičkih kablova je vodeći razlog njihove upotrebe. Takođe, mala težina optičkih kablova je osobina zbog koje ih koriste i vojska, mornarica i vazduhoplovstvo za komandu, komunikaciju i kontrolu.
U sferi ovog rada veoma značajna činjenica, pogotovo jer autori ovog rada su se susreli nebrojeno puta sa problematikom električnih pražnjenja koja izazivaju ogromne štete na opremi u EEO. Npr. Uništen ceo procesorski modul preko iznajmljene bakarne parične linije koja služi za direktnu komunikaciju sa nadređenim SCADA centrom. Uz ovu veluku štetu jer je sistem neupotrebljiv strada i gomila prateće telekomunikacione opreme npr. V35 konvertor...
Dielektrična priroda ima četiri prednosti. Prvo, ne postoji uzemljenje koje prouzrokuje probleme u procesu kontrole aplikacije. Drugo, dielektrični optički kablovi ne privlače munje pa samim tim imaju manju cenu održavanja. Treće, dielektrični optički kablovi imaju manje ograničenja za mesta postavljanja u zgradama. Četvrto, ovi kablovi ne zrače signale što znači da su ovo sigurni komunikacioni sistemi.
Otpornost na EMI/RFI u kompleksnim softverskim sistemima ADMS i sl. sistemima elektroenrgetike ima presudnu ulogu jer je pravovremena i tačna informacija od ključnog značaja za upravljanje procesom.
Pošto se u optičkim sistemima prenos signala vrši putem svetlosti, signal je otporan na električne šumove u okruženju. Znači, šum neće biti pokupljen čak ni prilikom prenosa na velike udaljenosti i kroz područja u kojima postoje električni šumovi.
Ova osobina rezultuje poboljšanjem u efektivnom kapacitetu kod sporih mreža. Na primer, token ring i Ethernet mreže biće bolje iskorišćene i imaće veći efektivni protok kada bakarne žice budu zamenjene sa optičkim kablovima.
Unutrašnja zaštita prenosa (kreiranje zatvorenog komunikacionog procesa). Optički sistem prenosa poseduje unutrašnju zaštitu prenosa. Postoje dva aspekta ove zaštite. Prvo, kako ne postoji električni signal, ne postoji ni signal koji će biti ozračen od strane optičkog kabla. Stoga, detektor smešten u blizini optičkog kabla neće "pokupiti" signal. Drugo, iako optički kablovi mogu biti spojeni bez prekidanja kabla, ovakvo spajanje će dovesti do smanjenja snage signala na izlaznom kraju kabla, što se lako može detektovati jednostavnim električnim kolom. Ovo kolo će aktivirati alarm ili srušiti sistem u slučaju upada.
Međusobni odnos osobina optičkog kabla i faktora koštanja projekta.Gore pomenuti razlozi za upotrebu optičkog kabla zasnivaju se na osobinama optičkih kablova. Ove osobine i faktori koštanja projekta mogu uticati jedni na druge i dovesti do toga da jedan instalirani optički sistem košta manje od sistema sa bakarnim kablovima.
Naveli smo neke primere u radu. Optički kablovi ne zahtevaju posebne rovove ili kablovske trase mogu ići ralelno čak i sa visiko naponskim kablovima zbog svojih karakteristika. Samim tim postaju mnogo povoljniji od RS232 ili RS422 veoma česte komunikacije po IEC protokolima. Pored svojih otpornosti na EMI i dielektričnih svojstava

i dalje prilagođenje unosi povećanje cene jer masa uređaja ne poseduje optički port a serijski je sastavni deo. Međutim kada se uzme u dugotrajnost, pouzdanost u prenosu informacija, brzina i količina informacija a prilagodna oprema predstavlja i odličnu galvansku zaštitu od prenapona iz postrojenja. Dolazi se do zaključjka da čak i ako je inicijalna cena projekta sa optičkim medijumima nezntno veća a često je i jeftinija, višestruke prednosti kroz eksploataciju dovode da već u prvih nekoliko godina ovakvi sistemi postaju daleko isplativiji.
Shodno svemu navedenom optička tehnologija prenosa zauzeće primat u celokupnom komunikaciono informacionom sistemu u elektroenergetici a samim tim i ovom veoma osetljivom segmentu kao što je upravljanje putem SCADA i ADMS aplikativnih rešenja. Pored značaja u sferi sopstvenih potreba kao što je nadzor i upravljanje EEO postoji ogroman deo viškova kašpaciteta na kome svaka država koja ima ovakvu infrastruktura treba da razmišlja. Pravilnim planiranjem i opredeljnjem postojećih i novonastalih resursa optičke telekomunikacione mreže mogu se prihodovati ozbiljna finansijska sredstva. Samim tim vrlo brzo se opravdava ovakva investicija a njeni benefiti su kao što smo videli višestruki.

LITERATURA

[1] https://cedis.me/
[2] B. Arsenijević, R. Pjevčević, R. Ćeramilac, D. Maksić, N. Jotić – publikacija „Instalacija optičkih kablova u elektroprivrednom sistemu Srbije“ - strana 5
[3]] Dr Dragan Denić, Goran Miljković - Elektronski Fakultet Niš – skripta „Telemetrija“ 2008.
[4] https://www.nse.ch/en/save-tech/communications/optical/
[5]https://www.pupin.rs/proizvodi-i-usluge/upravljanje-procesima/scada/upravljanje-procesima-u-elektroprivredi/
[6] https://www.power-grid.com/smart-grid/iec-61850-multivendor-substation-applications-whats-working-in-europe/#gref
[7] Mr Nenad Krajinović – Elektrotehnički Fakultet Beograd – Katedra za telekomunikacije – „ Optički kablovi i SDH linkovi“
[8] https://mina.news/mina-business-ekonomske-vijesti-iz-crne-gore/drzava-ima-velike-resurse-koje-ne-koristi/

SKRAĆENICE

CEDIS - *Crnogorski Elektrodistributivni Sistem*
CGES -Crnogorski Elektroprenosni Sistem
SCADA - *Supervisory Control And Data Acquisition*
ADMS - Advanced Distribution Management System
EEO - Elektrenergetski Objekat
PLC - Programmable Logic Controller
RTU – Remote Terminal Unit
DC – Dispečerski Centar
IEC - International Electrotechnical Commission
IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers
TS - Trafostanica
OPGW - Optical ground wire
EMI - Elektromagnetna interferencija
RFI - Radio-frekvencijska interferencija
IP/MPLS - Multiprotocol Label Switching
NGSDH -Next Generation Synchronous Digital Hierarchy
IED- Intelligent Electronic Device
FDDI - Fiber Distributed Data Interface
VLAN – Virtual Local Area Network
RSTP - Rapid Spanning Tree Protocol
HMI – Human Machine Interface
MASS - Metallic Aerial Self-Supporting
OPPC- Optical Fiber Composite Phase Wire
ADSS -All-Dielectic Self-Supporting Cables*)*
ADL - All-Dielectric Lashed Cable Technology

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-17

DETEKCIJA GPS SPOOFING NAPADA SIGNALA NA UREĐAJE ZA SINHRONIZOVANO MJERENJE FAZORA KORIŠĆENJEM STATISTIČKOG METODA ZA DETEKCIJU PROMJENE FUNKCIJE GUSTINE VJEROVATNOĆE SIGNALA

DETECTION OF GPS SPOOFING ATTACKS ON PHASOR MEASUREMENT UNITS USING STATISTICAL METHOD FOR CHANGE-POINT DETECTION IN SIGNAL DENSITY FUNCTION

Anja Brtan, Univerzitet Crne Gore, Elektrotehnički fakultet, Crna Gora
Vesna Popović-Bugarin, Univerzitet Crne Gore, Elektrotehnički fakultet, Crna Gora
Lazar Šćekić, Univerzitet Crne Gore, Elektrotehnički fakultet, Crna Gora
Nenad Mijatović, Alstom, Francuska

KRATAK SADRŽAJ

Razvoj i široka rasprostranjenost uređaja za sinhronizovano mjerenje fazora predstavlja jedan od najznačajnijih doprinosa kvalitetu monitoringa elektroenergetskih sistema. Zahvaljujući časovnicima visoke preciznosti, sinhronizovanim sa sistemom globalnog pozicioniranja (GPS), fazorske mjerne jedinice (engl. Phasor Measurement Units – PMUs) omogućavaju direktno mjerenje fazora struja i napona. Usljed nedostatka enkripcije u konvencionalnim GPS prijemnicima, PMUs su ranjive na GPS spoofing napade (engl. GPS Spoofing Attacks) koji se mogu jednostavno i jeftino realizovati. GPS spoofing napadi se manifestuju faznim pomakom svih fazorskih mjerenja pogođene PMU koji, zbog multiplikativne prirode greške, mogu rezultirati značajnom degradacijom performansi estimatora stanja elektroenergetskog sistema. S obzirom na ključnu ulogu estimatora stanja u svim funkcijama upravljanja u realnom vremenu, blagovremena detekcija GPS spoofing napada na PMUs predstavlja preduslov očuvanja sigurnosti pogona elektroenergetskog sistema. Mjerenja sa jedne ili više PMUs predstavljaju kontinualan signal sa relativno konstantnom funkcijom gustine raspodjele do čije promjene dolazi u prisustvu GPS spoofing napada. Ova činjenica omogućava detekciju GPS spoofing napada primjenom metoda za detekciju promjene funkcije gustine raspodjele. Metod za detekciju promjene funkcije gustine raspodjele zasnovan na računanju L2 norme između koeficijenata Wavelet transformacije, računatih na isječcima posmatranog signala u različitim vremenskim trenucima, se pokazao kao veoma efikasan i pogodan za primjenu u realnom vremenu. U ovom radu će biti razmatrana primjena navedenog metoda za detekciju GPS spoofing napada. Parametri predloženog metoda za detekciju GPS spoofing napada su optimizovani i njegove performanse ispitane na sintetičkim fazorskim mjerenjima sa različitim nivoima zašumljenosti, koja su generisana sprovođenjem proračuna tokova snaga na testnom IEEE sistemu od 14 čvorova. Rezultat ovog istraživanja je primjena savremenih metoda digitalne obrade signala u elektroenergetskim sistemima i implementacija rješenja, koje ne postavlja visoke zahtjeve za memorijom i procesorskom snagom, za pravovremenu detekciju sajber napada na uređaje za sinhronizovano mjerenje fazora.

Ključne riječi: Wavelet transformacija, funkcija gustine vjerovatnoće, GPS spoofing napadi, uređaji za sinhronizovano mjerenje fazora (PMUs)

ABSTRACT

The development and widespread use of Phasor Measurement Units (PMUs) represents one of the most important contributions to the quality of power system monitoring. PMUs enable the direct measurement of voltage and current phasors, which are time-stamped thanks to high-precision clocks synchronized with the Global Positioning System (GPS). Due to the lack of encryption in conventional GPS receivers, PMUs are vulnerable to GPS Spoofing Attacks (GSAs), which can be easily carried out with minimal hardware requirements. GSAs manifest as a phase shift in all phasor measurements of the affected PMU, which can lead to a significant degradation in the performance of the power system state estimator due to the multiplicative nature of the error. Considering the critical role of the state estimator in all real-time control functions, timely detection of GSAs on PMUs is a prerequisite for ensuring cybersecurity of power system operations. Measurements from one or more PMUs represent a continuous signal with a relatively constant density function in the absence of GSAs. This fact enables

the detection of GSAs using the methods for detecting changes in the probability density function. One such method, based on the calculation of L2 norm between the coefficients of the Wavelet transform calculated at different time intervals of the observed signal, has proven to be very efficient and suitable for real-time application. This paper proposes the application of the mentioned method for detecting GSAs. Parameters of the proposed method are optimized, and its performance tested on synthetic phasor measurements with different levels of noise, generated by conducting power flow studies on IEEE test systems. The result of this research is the application of modern signal processing methods in power systems and the implementation of a solution that does not require large memory resources or above-average computer performance for the timely detection of cyber attacks on PMUs.

Key words: Wavelet transform, GPS Spoofing Attacks, probability density function, Phasor Measurement Units

Anja Brtan, anja.brtan207@gmail.com
Vesna Popović-Bugarin, pvesna@ucg.ac.me
Lazar Šćekić, slazar@ucg.ac.me
Nenad Mijatović, mijatovicnenad@gmail.com

1. UVOD

Ubrzan razvoj tehnologije u prethodnim decenijama stvorio je društvo koje je u velikoj mjeri zavisno od električne energije, gdje čak i kratki prekidi napajanja mogu imati ozbiljne socio-ekonomske reperkusije. U tom smislu, proces nadzora i upravljanja savremenim elektroenergetskim sistemima bi danas bio nezamisliv bez primjene naprednih informaciono-komunikacionih tehnologija. Nažalost, usljed izražene povezanosti elektroenergetske i informaciono-komunikacione infrastrukture, problem očuvanja sigurnog pogona elektroenergetskog sistema je dobio i sajber dimenziju. Elektroenergetski sektor je jedan od sektora sa najvećim brojem sajber napada na godišnjem nivou [1], a nakon koordinisanog sajber napada na elektroenergetski sistem Ukrajine, koji je rezultirao prekidom napajanja za oko 225.000 korisnika, sajber bezbijednost elektroenergetske infrastrukture je prepoznata kao jedan od ključnih prioriteta mnogih nacionalnih politika.

Elektroenergetske sisteme pogađaju različiti tipovi sajber napada, uključujući izviđačke, denial-of-service (DoS), man-in-the-middle (MITM) i mnoge druge [2]. Ipak, GPS spoofing napadi se ističu kao vrsta napada koja se može jednostavno i jeftino realizovati korišćenjem osnovnih elektronskih komponenti. Ovi napadi, koji podrazumijevaju integraciju lažnog GPS signala u PMUs, mogu preuzeti kontrolu nad cijelim uređajem za sinhronizovano mjerenje fazora ako uspostave kašnjenje od samo 2μs, što ne predstavlja velike pomake u faznom domenu [3]. Stoga, ovakav napad može biti neprimijećen što ga čini posebno interesantnim za analizu. Imajući to u vidu, mnogi naučnici su se u svojim radovima posvetili rješavanju problema detekcije ovih napada, kao i ublažavanju njihovih efekata. U [4] je opisan metod detekcije napada ispitivanjem perturbacijama radi pronalaženja lokacije napadnute PMU. Analizirana je i mogućnost umanjenja efekata napada. U poređenju sa drugim metodama za detekciju napada, ovaj metod je pokazao mnogo bolje rezultate u pogledu brzine izvršavanja i greške estimacije. U [5] je predstavljen metod za detekciju napada na PMUs koji detektuje napad na osnovu informacije o poziciji određene PMU. Vrši se poređenje u odnosu na jedinice koje se nalaze u neposrednoj blizini posmatrane jedinice i na osnovu toga se donosi odluka o tome da li je došlo do napada. Još jedan rad koji privlači pažnju je [6] u kom su korišćene DMDA (engl. *Distributed Multiple Directional Antennas*) koje hvataju signale sa nekoliko GPS satelita. Koristi se BP-EKF (engl. *Belief Propagation-based Extended Kalman*) filtar koji na osnovu reziduala signala dobijenih na antenama detektuje napad. U posljednje vrijeme se detekcija GPS spoofing napada sve više vrši primjenom metoda mašinskog učenja. Jedna od takvih primjena je predložena u [7]. Detekcija GPS spoofing napada se vrši korišćenjem neuralne mreže, na koju se nastavlja blok za donošenje odluka koji donosi finalnu odluku o napadu. U [8] se koristi model sastavljen od bidirekcionog *long short-term memory* modela i transformera za detekciju GPS spoofing napada. Predloženi metod pokazuje naročito dobre rezultate, čak i u situacijama kada se napadi izvode u sistemima sa visokom penetracijom varijabilnih obnovljivih izvora energije.

Međutim, metodi koji su pomenuti imaju značajne izazove u pogledu proračunske složenosti i memorijskih zahtjeva modela mašinskog učenja, što povlači za sobom velike zahtjeve za memorijskim kapacitetom i procesorskom snagom računara. Uz to, modeli mašinskog učenja, a posebno neuralne mreže zahtjevaju izvršavanje novih treninga sa svakom promjenom funkcije gustine raspodjele ulaznih podataka, što predstavlja finansijski veoma zahtjevan postupak.

Kako bi se ovi nedostaci prevazišli, u ovom radu je predložen metod za detekciju GPS spoofing napada zasnovan na statističkom metodu za detekciju promjene funkcije gustine vjerovatnoće mjerenog signala, bez direktnog estimiranja funkcije gustine vjerovarnoće. Detekcija je zasnovana na numerički jednostavnom računanju L2

norme između koeficijenata Wavelet transformacije isječaka signala uzetih u različitim vremenskim trenucima, za koju se pokazuje da odražava promjenu funkcije gustine raspodjele. Predloženim metodom se postiže:

1. Precizna detekcija GPS spoofing napada uz smanjenje zahtjeva za memorijom i procesorskom snagom računskog sredstva.
2. Prevazilaženje nedostatka ranijih istraživanja u pogledu detekcije GPS spoofing napada koji rezultiraju malim faznim pomakom svih mjerenja pogođene PMU.

Ostatak ovog rada je organizovan na sljedeći način. U sekciji 2 su opisani GPS spoofing napadi, način njihovog kreiranja, kao i uticaj na elektroenergetski sistem. U sekciji 3 je opisan algoritam detekcije promjene funkcije gustine vjerovatnoće signala i predložena njegova primjena na detekciju GPS spoofing napada. U sekciji 4 su izloženi dobijeni rezultati i izvršeno je poređenje sa drugim statističkim metodama za detekciju promjene funkcije gustine vjerovatnoće. Diskusija o mogućim poboljšanjima algoritma i zaključak su dati u sekciji 5.

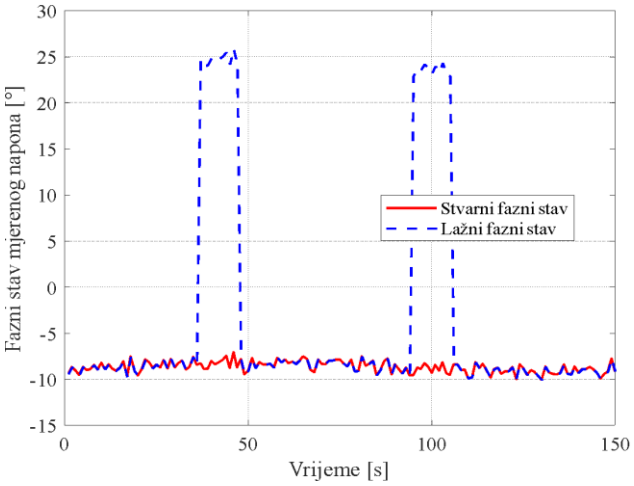
2. UREĐAJI ZA SINHRONIZOVANO MJERENJE FAZORA I EFEKTI LAŽIRANJA GPS SIGNALA

Uređaji za sinhronizovano mjerenje fazora predstavljaju digitalne mjerne uređaje koji, za razliku od klasičnih mjernih uređaja, omogućavaju mjerenje kako efektivnih vrijednosti, tako i faznih stavova struja i napona u elektroenergetskom sistemu. Kako bi fazori struja i napona dobijeni sa različitih fazorskih mjernih jedinica bili korisni, oni moraju biti određeni u odnosu na isti referentni signal. U savremenim sistemima za praćenje fazora (engl. Wide Area Measurement System – WAMS), zajednički referentni signal za sve fazorske mjerne jedinice se obezbjeđuje njihovom vremenskom sinhronizacijom sa globalnim pozicionim sistemom.

Globalni pozicioni sistem se sastoji od 24 satelita koji kruže u Zemljinoj orbiti. Svaki GPS satelit sadrži nekoliko atomskih časovnika koji GPS signalima obezbjeđuju veoma precizne podatke o vremenu. GPS prijemnici dekodiraju signale koje dobijaju od bar 4 satelita i na taj način se sinhronizuju sa atomskim časovnicima. Prema IEEE/IEC 60255-118 standardu, GPS prijemnici korišćeni u savremenim fazorskim mjernim jedinicama moraju obezbijediti grešku u određivanju tačnog vremena manju od 1 μs [9]. U [10] je pokazano da su fazorska mjerenja u praksi najčešće sinhronizovana sa greškom manjom od 0.1 μs, što u fazorskom domenu predstavlja grešku manju od 0.018° za sistem nominalne učestanosti 50 Hz.

Za razliku od vojnih GPS prijemnika, civilni GPS prijemnici korišćeni u savremenim uređajima za sinhronizovano mjerenje fazora ne koriste enkripciju, što ih čini ranjivim na GPS spoofing napade. U toku GPS spoofing napada, napadač generiše GPS signal koji ima iste karakteristike kao i GPS signal praćen od strane prijemnika u uređajima za sinhronizovano mjerenje fazora. Nakon toga, napadač postepeno povećava snagu lažnog signala sve dok GPS prijemnik ne izgubi autentični signal i počne sa praćenjem lažnog. Praćenje lažnog GPS signala onemogućava određivanje tačnog vremena i rezultira pogrešnim vremenskim odrednicama svih mjerenja napadnutog uređaja za sinhronizovano mjerenje fazora.

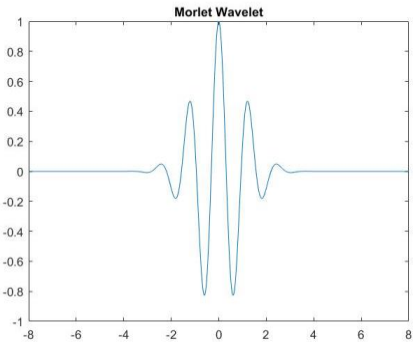
Greška u određivanju tačnog vremena se u fazorskom domenu manifestuje faznim pomakom svih mjerenja pogođenog uređaja za sinhronizovano mjerenje fazora. Pri tom, fazni pomak je direktno proporcionalan grešci u određivanju tačnog vremena i nominalnoj učestanosti. Na **Slici 1** je ovaj fenomen demonstriran na primjeru uređaja za sinhronizovano mjerenje fazora koji je u intervalu od 150 sekundi dva puta pogođen napadima lažiranja GPS signala slične amplitude. U konkretnom slučaju, napad lažiranjem GPS signala je moguće detektovati i golim okom. U praksi, napadač može postepeno mijenjati karakteristiku lažnog GPS signala tako da promjene mjerenih veličina oslikavaju njihove spontane promjene u normalnom pogonu sistema. Iz tog razloga, razvoj metoda za detekciju GPS spoofing napada na fazorske mjerne jedinice predstavlja važan aspekt sajber bezbjednosti elektroenergetskih sistema.



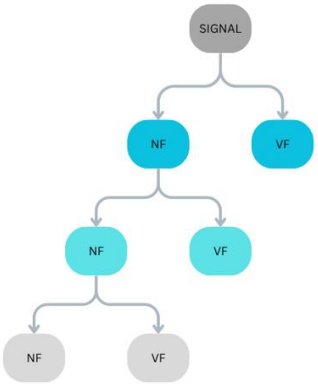
Slika 1. Primjer efekata napada lažiranjem GPS signala na uređaj za sinhronizovano mjerenje fazora

3. DETEKCIJA TRENUTKA PROMJENE FUNKCIJE GUSTINE VJEROVATNOĆE SIGNALA KORIŠĆENJEM WAVELET TRANSFORMACIJE

Wavelet transformacija (WT) se u digitalnoj obradi signala koristi za dekompoziciju signala na više i niže frekvencije kako bi se mogle zasebno izučavati. U ovu svrhu se koristi prozor promjenljive širine, talasastog oblika, Slika 2, odakle joj potiče naziv *wavelet* (mali talas).



Slika 2: Morlet Wavelet - prozor u WT



Slika 3: Dekompozicija signala pomoću WT

WT signala podrazumijeva sukcesivnu dekompozociju signala na više i niže frekvencije po principu banke filtara. U svakoj iteraciji se dio signala na nižim frekvencijama ponovo dekomponuje na više i niže frekvencije, Slika 3. Nivo dekompozicije se u literaturi naziva i Wavelet skala.

Oblik Wavelet-a na početnom nivou skale naziva se *mother* Wavelet, dok se oblik wavelet-a na višim frekvencijama, koji predstavlja pomjerenu i skaliranu verziju *mother* Wavelet-a naziva *father* Wavelet. Primjenom Wavelet transformacije za estimaciju funkcije raspodjele gustine vjerovatnoće signala omogućeno je detaljno praćenje lokalnih varijacija gustine vjerovatnoće u različitim dijelovima signala i pravovremena detekcija njene promjene.

Mjerenja sa jedne ili više PMUs uređaja za sinhronizovano mjerenje fazora predstavljaju kontinualan signal sa relativno konstantnom funkcijom gustine raspodjele do čije promjene dolazi u prisustvu GPS spoofing napada. Stoga se početak GPS spoofing napada može identifikovati kao promjena funkcije gustine raspodjele mjerenja na pojedinim PMUs. U radu [11] je predstavljen neparametarski metod za detekciju promjene distribucija odsječaka signala u dva vremenska trenutka korišćenjem samo razvoja tih distribucija na Wavelet koeficijente. Ovaj metod se nameće kao rješenje za detekciju GPS spoofing napada detekcijom promjene funkcije gustine raspodjele vjerovatnoće mjerenih signala.

Na osnovu Čencovog rada [12], nepoznata funkcija gustine raspodjele signala *x(n)* može biti predstavljena kao linearna kombinacija dostupnih ortogonalnih baza:

$$p(x) = \sum_k b_k \varphi_k(x) \qquad (1)$$

gdje je koeficijent b_k za dati niz odbiraka signala x_n izražen kao $b_k = \frac{1}{N}\sum_{n=1}^{N} \varphi_k(x_n)$.

Wavelet transformacija ima ortogonalne baze, pa se može primijeniti za estimaciju funkcije gustine vjerovatnoće na sljedeći način [11]:

$$\hat{p}(x) = \sum_{l=1}^{L} \hat{\alpha}_{j_0,l}\phi_{j_0,l}(x) + \sum_{j=j_0}^{J}\sum_{l=1}^{L_j} \hat{\beta}_{j,l}\psi_{j,l}(x) \ , \qquad (2)$$

gdje je $\phi_{j_0,l}(x) = 2^{\frac{j_0}{2}}\phi(2^{j_0}x - l)$ *mother* Wavelet, $\psi_{j,l}(x) = 2^{\frac{j}{2}}\psi(2^{j}x - l)$ *father* Wavelet, dok su ostali parametri: j rezolucija, odnosno nivo skale Wavelet transformacije, J najviši nivo skale transformacije (poslednji nivo dekompozicije), L ukupan broj pomjeraja *mother* Wavelet-a po analiziranom signalu i L_j – ukupan broj pomjeraja *father* Wavelet-a po analiziranom signalu.

Uz pretpostavku da su odbirci signala međusobno nezavisni i ravnomjerno raspoređeni (engl. *Independent and identicaly distributed - iid*) Wavelet koeficijenti $\hat{\alpha}$ i $\hat{\beta}$ se mogu aproksimirati kao:

$$\widehat{\alpha}_{j_0,l} = \frac{1}{N}\sum_{n=1}^{N}\phi_{j_0,l}(x_n) \qquad \widehat{\beta}_{j,l} = \frac{1}{N}\sum_{n=1}^{N}\psi_{j,l}(x_n) \qquad (3)$$

Za procjenu promjene funkcije gustine raspodjele, u [11] se koriste isječci signala u različitim vremenskim intervalima. Kako bi se obezbijedilo funkcionisanje algoritma u slučaju signala čije se promjene prate u realnom vremenu, a ne samo u procesima koji podrazmijevaju poznavanje cijelog signala unaprijed, koriste se dva prozora za uzimanje navedenih isječaka. Jedan prozor je na fiksnoj poziciji, a drugi se pomjera u toku vremena. U toku analize signala pomoću pomenutih prozora, znajući način pomjeranja prozora, Wavelet koeficijenti se ažuriraju korišćenjem [13]:

$$\tilde{b}_{j,l}^{n} = \tilde{b}_{j,l}^{n,-1} + \tilde{b}_{j,l}^{n,add} - \tilde{b}_{j,l}^{n,remove} \qquad (4)$$

$$\hat{b}_{j,l}^{n,add} = \begin{cases} \dfrac{\varphi_{j,l}(x_n)}{N_w} & ako\ je\ 2^j l \le x_n \le 2^j(l + 2 * P - 1) \\ 0 & ako\ nije \end{cases}$$

$$\hat{b}_{j.l}^{n,remove} = \begin{cases} \dfrac{\varphi_{j,l}(x_n - N_w)}{N_w} & ako\ je\ 2^j l \le x_n - N_w \le 2^j(l + 2 * P - 1) \\ 0 & ako\ nije \end{cases}$$

gdje su sa b označeni koeficijenti Wavelet-a $\hat{\alpha}$ i $\hat{\beta}$, sa $b_{n\text{-}1}$ su označeni koeficijenti u prethodnoj poziciji prozora, dok su b^{add} i b^{remove} vrijednosti koeficijenata koje treba dodati, odnosno oduzeti prilikom računanja unutar trenutne pozicije prozora. Širina prozora je označena sa N_w, dok φ predstavlja *mother* ili *father* Wavelet u zavisnosti do toga koji koeficijent se računa, dok je P red baze. Sa svakim novim odbirkom x_n dolazi do ažuriranja koeficijenata.

Dodatno, u [11] je data zatvorena forma L2 distance estimirane funkcije gustine raspodjele vjerovatnoće odsječaka signala u ova dva prozora:

$$L2 = (\alpha_1 - \alpha_2)^T(\alpha_1 - \alpha_2) + \sum_j(\beta_{1,j} - \beta_{2,j})^T(\beta_{1,j} - \beta_{2,j}) \quad (5)$$

gdje su α_1 i β_1 koeficijenti izračunati u prvom prozoru, dok su α_2 i β_2 koeficijenti izračunati u drugom prozoru. Navedenim metodom se promjene funkcije gustine raspodjele detektuju promjenom L2 norme, bez potrebe za računanjem funkcije gustine raspodjele u posmatranim djelovima signala. L2 distanca između distribucija djelova signala je predstavljena samo korišćenjem koeficijenata Wavelet transformacije, što umnogome olakašava proces same analize i omogućava uštedu u smislu procesorskih performansi računara.

Wavelet baza je ortogonalna baza što je po *Cencov* [12] čini pogodnom za estimaciju funkcije gustine vjerovatnoće signala. Iako postoji veliki broj vrsta Wavelet-a (Wavelet porodica), njenom odabiru treba posvetiti posebnu pažnju imajući u vidu činjenicu da samo neke Wavelet porodice zadovoljavaju uslov ortogonalnosti njihovih baza i one se moraju koristiti. Kandidati koji zadovoljavaju ovaj uslov su porodice: *Haar, Symlet, Coiflet* i *Daubechies* i one su razmatrane u eksperimentima.

Prilikom GPS spoofing napada u mjereni signal se dodaje fazni pomak koji je direktno proporcionalan grešci u određivanju tačnog vremena i naznačenoj učestanosti. Ovaj fazni pomak dovodi do promjene funkcije gustine raspodjele mjerenog signala. Izloženi algoritam za detekciju promjene funkcije gustine raspodjele se primjenjuje na detekciju GPS spoofing napada na način da se analizira signal dobijen sa PMUs u realnom vremenu korišćenjem dva prozora. Prvi prozor je referentni i služi za računanje koeficijenata Wavelet transformacije na dijelu signala dobijenog u vidu mjerenja u prvom očitavanju stanja, α_1 i β_1 (5). Drugi prozor se pomjera u toku

vremena i služi za analizu funkcije gustine raspodjele nadolezećeg mjerenog signala računajući vrijednosti koeficijenata α_2 i β_2 (5). Računanjem L2 norme između ovih koeficijenata prati se intenzitet promjene funkcije gustine raspodjele u toku vremena. U momentu kada se vrijednost L2 norme naglo promijeni proglašava se početak napada.

4. REZULTATI

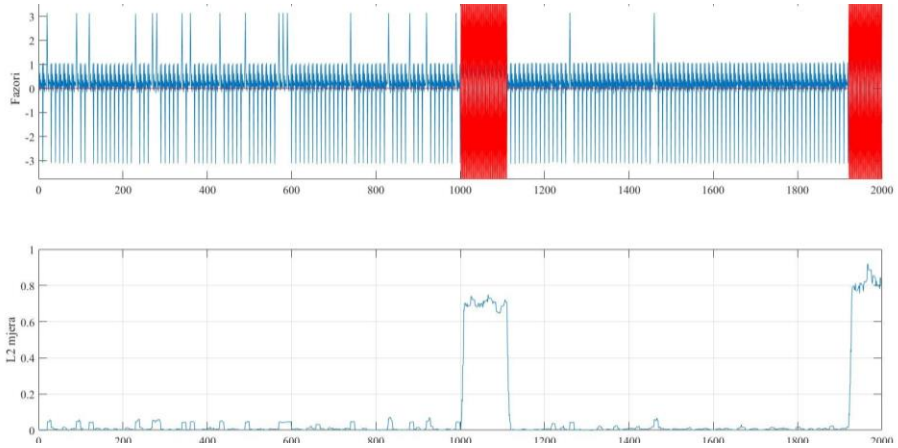
Uzimajući u obzir cijene savremenih uređaja za sinhronizovano mjerenje fazora i činjenicu da eksperimentalna ispitivanja na elektroenergetskoj infrastrukturi nijesu dozvoljena, ustaljena istraživačka praksa je da se svi eksperimenti u oblasti sajber bezbjednosti elektroenergetskih sistema sprovode u simulacionom okruženju. U tom kontekstu, analiza performansi predloženog metoda za detekciju napada lažiranjem GPS signala na uređaje za sinhronizovano mjerenje fazora je sprovedena u programskim jezicima MATLAB i Python.

U simulacionom okruženju, sintetička fazorska mjerenja su generisana sprovođenjem proračuna tokova snaga na testnom elektroenergetskom sistemu od 14 čvorova, pri čemu je mjerna konfiguracija definisana tako da obezbjeđuje opservabilnost posmatranog sistema uz minimalan broj uređaja za sinhronizovano mjerenje fazora [14]. Korišćeno je 7 fazorskih mjernih uređaja. Za ovakvu mjernu konfiguraciju, jedan set jednovremenih mjernih podataka čine 32 fazorska mjerenja. Kako bi se simuliralo prisustvo slučajnih mjernih grešaka, svim fazorskim mjerenjima je dodat mjerni šum predstavljen Gausovom raspodjelom. Nakon određivanja stvarnih fazorskih mjerenja, GPS spoofing napadi su simulirani modifikovanjem faznih stavova svih mjerenja slučajno odabrane PMU unošenjem faznog pomaka sa vrijednostima u opsegu od 5° do 10°. Skaliranjem potrošnje u skladu sa dnevnim dijagramima opterećenja njujorškog nezavisnog operatora sistema, izloženom procedurom je generisano 10.000 setova jednovremenih fazorskih mjerenja.

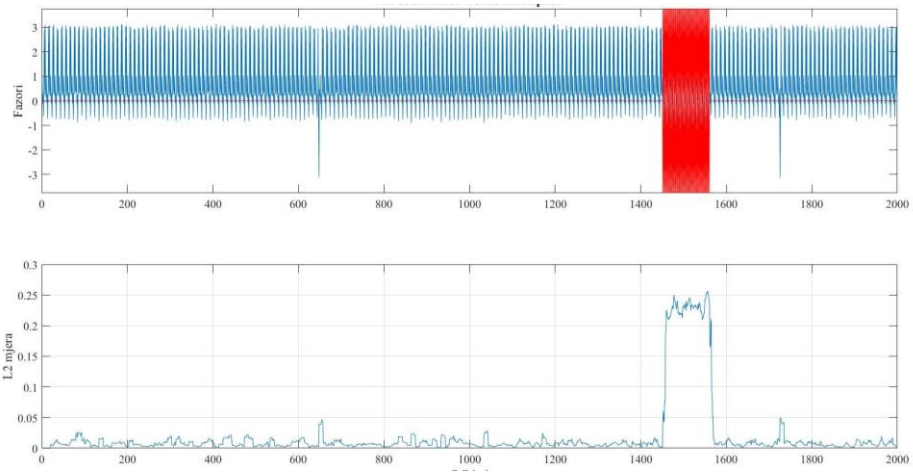
Za detekciju GPS spoofing napada koriste se signali sa PMUs, pri čemu je za svaku PMU signal dobijen sekvencijalnim nadovezivanjem vrijednosti očitanih u nekoliko uzastopnih mjerenja. Signal sa svake PMU posmatra se zasebno, te je širina prozora određena brojem parametara PMU koji je unaprijed poznat. Analiza je vršena na 200 uzastopnih mjerenja. Referentni prozor obuhvata jedno mjerenje u trenutku kada se započinje osmatranje i za koje se pretpostavlja da je regularno, odnosno da nema napada. Ova pretpostavka je opravdana s obzirom na to da se u realnim sistemima nadgleda signal i prije početka napada. Drugi prozor se pomjera tako da se njim analiziraju nadolazeća mjerenja.

U procesu analize problema posebna pažnja je posvećena odabiru Wavelet porodice kojom se analizira signal, nivou Wavelet skale i redu baze. Eksperimentalnim putem je utvrđeno da rezultati nijesu osjetljivi na izbor Wavelet porodice, uz uslov da odabrana porodica ima ortogonalne baze. Takođe, utvrđeno je da nije potrebno raditi dekompoziciju signala na višim nivoima Wavelet skale, te da se GPS spoofing napadi mogu lokalizovati korišćenjem isključivo *mother* Wavelet-a. Iz tog razloga u svim simulacijama korišćena je porodica *Symlet*-a sa redom baze 8. Eksperimentalnim putem je utvrđen i optimalan broj nivoa dekompozicije Wavelet transformacije J i prilikom analize signala je unaprijed zadat.

Rezultati detekcije GPS spoofing napada, kada je isti izvršen na prvoj i trećoj PMU, su prikazani na **Slikama 4** i **5**, respektivno. Na prvom dijelu oba grafika je prikazan signal, a crvenom bojom su prikazane pozicije napada. Sa druge strane, na drugom dijelu grafika je prikazana vremenska promjena L2 mjere tokom posmatranog perioda. GPS spoofing napad je u mjerenjima dobijenim očitavanjem sa prve PMU simuliran u trenutku 101. mjerenja, pri čemu jedno mjerenje obuhvata 5 fazora, odnosno 10 odbiraka. Dakle, na ovoj PMU, GPS spoofing napad počinje na 1010. odbirku signala i obuhvata odbirke očitane u 11 uzastopnih trenutaka mjerenja (110 odbiraka signala je obuhvaćeno napadom). Ista stanica je pogođena napadom i u trenutku 193. mjerenja, odnosno, na 1930. odbirku signala i promjene obuhvataju 11 uzastopnih mjerenja (110 odbiraka). Predloženi algoritam je uspješno detektovao napad, odnosno primjetan je nagli skok u L2 mjeri neposredno nakon napada, **Slika 4**. Treća PMU je obuhvaćena napadom u trenutku 146. mjerenja, odnosno na 1460. odbirku signala i napad takođe obuhvata odbirke signala očitane u 11 uzastopnih mjerenja, što je predloženi algoritam uspješno detektovao naglom promjenom L2 mjere, **Slika 5**.



Slika 4: L2 mjera prilikom napada na prvu PMU jedinicu



Slika 5: L2 mjera prilikom napada na treću PMU jedinicu

Predloženo rješenje je upoređeno sa drugim aktuelnim metodama detekcije funkcije gustine vjerovatnoće, a to su entropijska analiza i loglikelihood metoda. Korišćena su dva pristupa: 1) računaju se vrijednosti loglikelihood-a i entropije nad normalnom funkcijom raspodjele čiji su parametri estimirani na osnovu signala iz referentnog i pomjerajućeg prozora (LL i E) i 2) računaju se vrijednosti loglikelihood-a i entropije nad histogramom signala iz referentnog i pomjerajućeg prozora (LLH i EH). Vrijednosti se računaju na sljedeći način:

$$LL\ ili\ LLH\ = \sum_i log_2(p_{ti}/p_{ri}) \qquad (6)$$

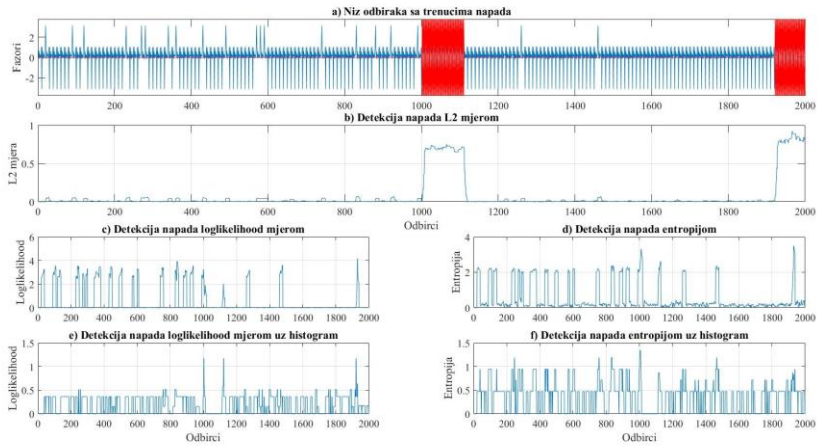
$$E\ ili\ EH = -\sum_i (p_{ri} - p_{ti}) log_2(p_{ri} - p_{ti}) \qquad (7)$$

gdje su p_r i p_t referentna i trenutna distribucija signala, respektivno. E i LL predstavljaju vrijednosti entropije i loglikelihood analize signala kada je u pitanju Gausova funkcija gustine raspodjele signala, dok EH i LLH predstavljaju vrijednosti entropije i loglikelihood-a kada je u pitanju histogram signala.

Rezultati su prikazani na **Slici 6**. Analiziran je signal sa prve PMU stanice. Na grafiku a) je prikazan signal, a crvenom bojom su prikazane pozicije napada. Predloženi metod, prikazan na grafiku b)**,** daje značajno bolje rezultate detekcije GPS spoofing napada u odnosu na druge metode detekcije promjene funkcije gustine vjerovatnoće.

Na **Slici 6** c) prikazani su rezultati detekcije napada kada se koristi loglikelihood normalne funkcije raspodjele estimirane iz posmatranih isječaka signala. Vidljiv je veliki broj lažnih detekcija. U slučaju kada se koristi loglikelihood histograma, **Slika 6** e) dobijaju se mnogo bolji rezultati. Ovdje se dosta precizno detektuje početak i kraj napada, vidljive su lažne detekcije, ali je intenzitet razlike loglikelihood-a značajno veći u trenucima napada.

U slučaju entropijske analize, predstavljene na graficima d) i f) na **Slici 6,** ne može se jasno detektovati početak i kraj napada u odnosu na ostale vrijednosti signala. Na oba grafika je prisutan veliki broj lažnih detekcija.



Slika 6: Poređenje predloženog metoda sa ostalim metodama detekcije funkcije gustine vjerovatnoće signala

5. ZAKLJUČAK

U radu je predložen algoritam za detekciju napada na jedinice za sinhronizovanje mjerenje fazora lažiranjem GPS signala. Detekcija se vrši korišćenjem statističkog metoda detekcije promjene funkcije gustine vjerovatnoće signala. Eksperimentalnim putem je pokazano da predloženo rješenje upješno detektuje GS napade na PMU jedinice. Predloženo rješenje nema specifične memorijske zahtjeve, niti značajnu računsku složenost, te ne zahtijeva natprosječne performanse računarskog sistema, dok istovremeno garantuje detekciju GS napada u realnom vremenu.
Metod detekcije promjene funkcije gustine raspodjele signala može biti primijenjen i u detekciji drugih tipova sajber napada na elektroenergetske sisteme koji izazivaju promjene funkcije gustine raspodjele signala. Neki od takvih napada su *napadi lažiranja mjerenih podataka* (FDIA), *denial of service* napadi, *packer injection* napadi i slično, čemu će biti posvećena pažnja u budućim istraživanjima.

Ograničenja samog algoritma mogu biti u primjeni na realnim sistemima s obzirom na to da eksperimenti nisu rađeni u ovim okruženjima.

LITERATURA:

[1] Petrosyan A., „Distribution of cyber attacks across worldwide industries in 2022", *Statista*, 26. Januar, 2024., https://www.statista.com/statistics/1315805/cyber-attacks-top-industries-worldwide/#statisticContainer

[2] M. Ghiasi, T. Niknam, Z. Wang, M. Mehrandezh, M. Dehghani, N. Ghadimi, 2023, "A comprehensive review of cyber-attacks and defense mechanisms for improving security in smart grid energy systems: Past, present and future", Electric Power Systems Research, Volume 215, Part A

[3] Daniel P. Shepard, Todd E. Humphreys, Aaron A. Fansler, 2012, „Evaluation of the vulnerability of phasor measurement units to GPS spoofing attacks", „International Journal of Critical Infrastructure Protection, „Volume 5", broj 3–4, strane 146-153

[4] Y. Zhang, J. Wang and J. Liu, 2020 „Attack Identification and Correction for PMU GPS Spoofing in Unbalanced Distribution Systems", „IEEE Transactions on Smart Grid", broj 1, strane 762-773

[5] Der-Yeuan Yu, Aanjhan Ranganathan, Thomas Locher, Srdjan Capkun, and David Basin, 2014, „Short paper: detection of GPS spoofing attacks in power grids", „Proceedings of the 2014 ACM conference on Security and privacy in wireless & mobile networks (WiSec '14). Association for Computing Machinery", strane 99–104.

[6] S. Bhamidipati, K. J. Kim, H. Sun and P. V. Orlik, 2019, "GPS Spoofing Detection and Mitigation in PMUs using Distributed Multiple Directional Antennas", „ICC 2019 - 2019 IEEE International Conference on Communications (ICC)", strane. 1-7,

[7] M. Sabouri, S. Siamak, M. Dehghani, M. Mohammadi and M. H. Asemani, 2021, „Intelligent GPS Spoofing Attack Detection in Power Grid", „2021 11th Smart Grid Conference (SGC)", strane 1-6

[8] Fayha Almutairy, Lazar Scekic, Mustafa Matar, Ramadan Elmoudi, Safwan Wshah, 2023, "Detection and mitigation of GPS Spoofing Attacks on Phasor Measurement Units using deep learning", „International Journal of Electrical Power & Energy Systems", „Volume 151"
[9] "IEEE/IEC International Standard - Measuring relays and protection equipment - Part 118-1: Synchrophasor for power systems - Measurements", 2018, "IEC/IEEE 60255-118-1:2018", strane.1-78,
[10] W. Yu, W. Yao, X. Deng, Y. Zhao and Y. Liu, 2020 , „Timestamp Shift Detection for Synchrophasor Data Based on Similarity Analysis Between Relative Phase Angle and Frequency", „IEEE Transactions on Power Delivery", „Volume 35", broj 3, strane 1588-1591
[11] Mijatovic, N., Haber, R., Moyou, M., Smith, 2019, „Change Detection for Streaming Data Using Wavelet-Based Least Squares Density–Difference", „Valenzuela, O., Rojas, F., Pomares, H., Rojas, I. (eds) Theory and Applications of Time Series Analysis. ITISE 2018. Contributions to Statistics. Springer, Cham"
[12] Čencov, N.N., 1962, „Evaluation of an unknown distribution density from observations" , „Soviet Math" , broj 3
[13] García-Treviño, E.S., Barria, J.A., 2012, „Online wavelet-based density estimation for non-stationary streaming data", „CSDA", broj 56.2, strana 327-344
[14] P. Yang, Z. Tan, A. Wiesel and A. Nehorai, 2013, „Power System State Estimation Using PMUs With Imperfect Synchronization", „IEEE Transactions on Power Systems", „Volume 28", broj 4, strane 4162-4172

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun
2024. god,
Budva

Broj rada: R3-18

PRIMJENA IOT TEHNOLOGIJA ZA POVEĆANJE OSMOTRIVOSTI DISTRIBUCIJSKE MREŽE HEP-OPERATORA DISTRIBUCIJSKOG SUSTAVA

APPLICATION OF IOT TECHNOLOGIES TO INCREASE VISIBILITY OF THE DISTRIBUTION NETWORK OF THE HEP-DISTRIBUTION SYSTEM OPERATOR

Dario Lovreković, HEP ODS, Hrvatska
Ana Balaško, HEP ODS, Hrvatska
Ivan Periša, HEP ODS, Hrvatska
Mato Kovačević, HEP ODS, Hrvatska

SAŽETAK

Niska osmotrivost distribucijskih mreža, posebno niskonaponskih sustava, predstavlja značajan izazov za operatore distribucijskih sustava (DSO) diljem Europe. Osmotrivost, odnosno sposobnost učinkovitog praćenja i upravljanja mrežom, ključna je za osiguravanje stabilnosti, sigurnosti i fleksibilnosti energetskog sustava. Stoga postoji potreba povećanja osmotrivosti distribucijske mreže HEP Operatora distribucijskog sustava (HEP ODS) prikupljanjem skupova podataka koji nemaju kritičnu vremensku funkciju iz postrojenja u dubini SN i NN mreža. Uzimajući u obzir da SCADA sustavi često nisu adekvatni za praćenje pogonskih stanja distribucijske mreže niskog napona u velikom broju točaka na održiv način, HEP ODS je proveo testiranje mogućnosti korištenja LoRa WAN komunikacijske tehnologije za prikupljanje potrebnih podataka iz dubine distribucijske mreže srednjeg i niskog napona. Projekt se provodi u okruženju nacionalne LoRa WAN mreže povezane sa postojećom korporativnom IoT platformom HEP-a. HEP ODS je u suradnji sa partnerima, razvio LoRa WAN procesno-komunikacijski uređaj za potrebe prihvata, lokalne obrade te prijenosa mjernih podataka i ostalih pogonskih informacija iz dubine SN mreže, odnosno distributivnih trafostanica 10(20)/0,4 kV. Osim navedenoga u tijeku je razvoj i testiranje uređaja za prijenos informacija iz susretnih postrojenja distribuirane proizvodnje na 0,4 kV i prikupljanje mjerenja iz dubine NN mreže. Izradom posebnih GUI sučelja sa web pristupom centralnim bazama omogućeno je jednostavno i transparentno korištenje podataka za naknadne analize u više poslovnih cjelina unutar HEP ODS-a, a manji dio podataka od vitalnog interesa za vođenje pogona distribucijske mreže u stvarnom vremenu prosljeđuje se prema postojećim SCADA sustavima na radne stanice dispečera. U radu će se opisati ideja i cilj projekta, koncept i tehničko rješenje, izazovi i rezultati testiranja kao i ostale identificirane mogućnosti primjene IoT LoRa WAN tehnologije.

Ključne riječi: IoT, LoRa WAN, distribucijska osmotrivost, distribucijska fleksibilnost

ABSTRACT

Low visibility of distribution networks, especially low-voltage systems, represents a significant challenge for distribution system operators (DSOs) across Europe. Foresight, i.e. the ability to effectively monitor and manage the network, is key to ensuring the stability, security and flexibility of the energy system. Therefore, there is a need to increase the visibility of the distribution network of the HEP distribution system operator (HEP ODS) by collecting data sets that do not have a critical time function from facilities in the depth of MV and LV networks. Taking into account that SCADA systems are often not adequate for monitoring the operating conditions of the low-voltage distribution network in a large number of points in a sustainable way, HEP ODS conducted testing of the possibility of using LoRa WAN communication technology to collect the necessary data from the depth of the medium and low-voltage distribution network. The project implemented in a national LoRa WAN network environment connected to the existing corporate IoT platform of HEP. HEP ODS, in cooperation with partners, developed a LoRa WAN process-communication device for the needs of reception, local processing and transmission of measurement data and other operational information from the depth of the MV network, i.e. 10(20)/0.4 kV distribution substations. In addition to the above, the development and testing of devices for

transmitting information from meeting facilities of distributed production at 0.4 kV and collecting measurements from the depth of the LV network is in progress. By creating special GUI interfaces with web access to central databases, the simple and transparent use of data for subsequent analyzes in several business units within HEP ODS is enabled, and a smaller part of data of vital interest for running the distribution network in real time is forwarded to the existing SCADA systems to dispatcher workstations. The paper will describe the idea and goal of the project, concept and technical solution, challenges and test results, as well as other identified possibilities of applying IoT LoRa WAN technology

Key words: IoT, LoRa WAN, distribution network visibility, distribution network flexibility

Dario Lovreković, dario.lovrekovic@hep.hr
Ana Balaško, ana.balasko@hep.hr
Ivan Periša, ivan.perisa@hep.hr
Mato Kovačević, mato.kovacevic@hep.hr

1. UVOD

Uslijed evolucije distribucijske mreže HEP ODS-a u naprednu mrežu, uvjetovano regulatornim zahtjevima [1] i dekarbonizacijskom strategijom [2] i [3], implicira se povećanje digitalizacije elektroenergetskog sustava [4] i [5]. U funkciji cilja povećanja kvalitete opskrbe električnom energijom, stvaranja preduvjeta za distribucijsku fleksibilnost i pružanje pomoćnih usluga [1], postoji potreba povećanja stupnja osmotrivosti distribucijske mreže kroz prikupljanje skupa podataka iz postrojenja po dubini mreže koji nemaju kritičnu vremensku funkciju s potencijalno velikog broja postrojenja po prihvatljivoj cijeni.

Kao rješenje za navedeno, HEP ODS je u suradnji s nekoliko hrvatskih tvrtki pokrenuo inicijativu razvoja i testiranja nekoliko tipiziranih procesno-komunikacijskih uređaja za potrebe prihvata, lokalne obrade i prijenosa podataka iz dubine distribucijske mreže do korporativne računalne IoT platforme HEP-a (dalje u tekstu platforma) posredstvom nacionalne LoRaWAN (Long Range Wide Area Network) mreže [6] promjenom dostupnih IoT (Internet Of Things) tehnologija.
Uređaji su tvornički konfigurirani da periodički šalju skup pogonskih i ambijentalnih podataka te spontanu dojavu različitih alarma odmah po nastanku. Prikupljeni podaci se zatim obrađuju i vizualiziraju na platformi s ciljem povećanja stupnja osmotrivosti distribucijske mreže za skup vremenski nekritičnih podataka. Dio spomenutih uređaja je prošao potrebna testiranja koncepta i već su u operativnoj primjeni dok je dio još uvijek u razvojnoj ili testnoj fazi.

Izradom GUI sučelja sa web pristupom centralnim bazama omogućeno je jednostavno i transparentno korištenje podataka za naknadne analize u više poslovnih cjelina unutar HEP ODS-a, a manji dio podataka od vitalnog interesa za vođenje pogona distribucijske se prosljeđuje prema postojećim web aplikacijama vlastite izrade te SCADA sustavima na radne stanice dispečera.

Kroz ovaj rad opisane su bitne sastavnice koncepta koje potvrđuju primjenjivost IoT tehnologija u funkciji osmotrivosti distribucijske mreže kao ideje za povećanje stupnja osmotrivosti mreže po prihvatljivoj cijeni.

2. IZAZOVI EVOLUCIJE DISTRIBUCIJSKE MREŽE HEP ODS-A U NAPREDNU MREŽU

HEP ODS je nacionalni operator distribucijskog sustava u Republici Hrvatskoj, na čiju mrežu je priključeno više od 2.500.000 korisnika te više od 3.000 proizvodnih postrojenja većih jediničnih snaga. Do sada je na mrežu priključeno i nešto više od 400 punionica većih jediničnih snaga te više od 1.100 priključaka namijenjenih za punjenje električnih vozila.
Zaokret prema nisko ugljičnom gospodarstvu zahtjeva povećanje digitalizacije energetskog sustava. U skladu s time, HEP ODS provodi aktivnost uvođenja naprednih mreža kroz komunikacijsko povezivanje korisnika mreže i subjekata na tržištu električne energije, odnosno transformacije pasivne u aktivnu distribucijsku mrežu.

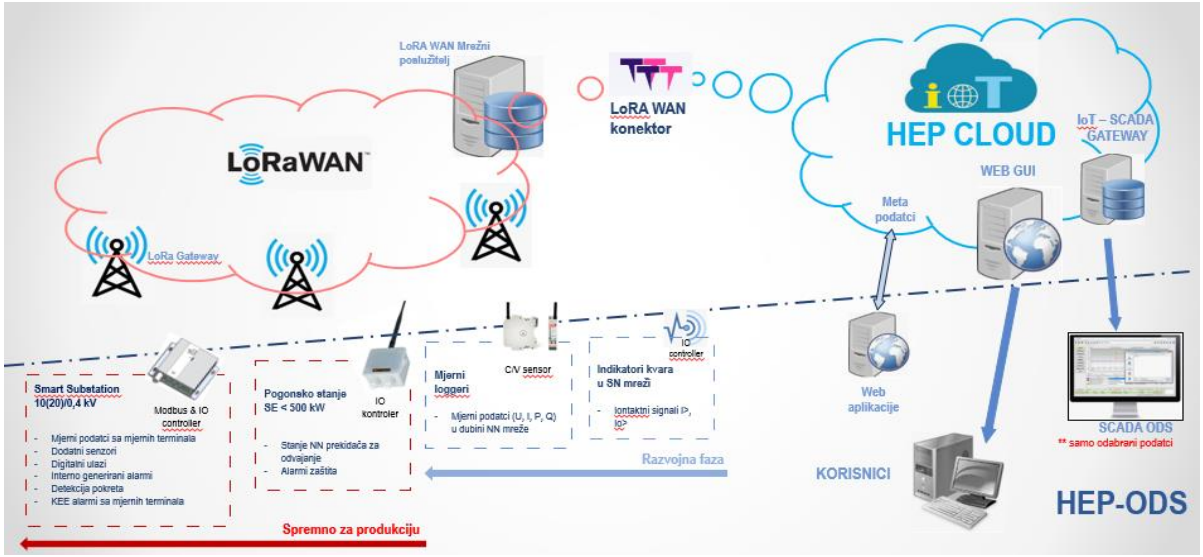
Distribucijska mreža HEP ODS-a dizajnirana je i godinama građena na tradicionalan način, sa ciljem prijenosa vršnog opterećenje pod pretpostavkom da električna energija ide u smjeru od prijenosne mreže prema krajnjem korisniku. Stoga nije bilo značajnijih potreba za visoki stupanj procesne osmotrivosti, a procesna osmotrivost ključni je aspekt pogonskog vođenja distribucijske mreže te postaje ključni aspekt u naprednim distribucijskim mrežama. U kontekstu procesne, daljinske osmotrivosti distribucijske mreže, srednjonaponska distribucijska mreža pokrivena je u nešto manje od 10% točaka dok je pokrivenost niskonaponske mreže zanemariva. Implementacija rješenja napredne mreže zapravo predstavlja kreiranje novih platformi i drugačijeg distribucijskog

sustava u kojem predikcijom, optimizacijom i koordinacijom mrežnih aspekata i fleksibilnosti krajnjih korisnika sustav postaje sigurniji, pouzdaniji i fleksibilniji s ciljem inteligentne integracije proizvođača, kupaca i onih koji objedinjuju obje funkcije, kako bi se osigurala učinkovita, održiva i sigurna opskrba električne energije.

Povećanom osmotrivošću, mogućnostima (automatskog) upravljanja i novim upravljivim tehnologijama mijenjaju se načini vođenja i planiranja distribucijskih mreža. Ovaj rad se prvenstveno fokusira na procesne podatke koji nemaju kritičnu vremensku funkciju. Većina današnjih potrošača, pa tako i aktivnih potrošača ili engl. prosumera, spaja se na niski napon distribucijske mreže koji danas nema gotovo nikakvih mogućnosti daljinskog upravljanja niti nadzora. Korištenjem adekvatnih digitalnih tehnologija prihvatljive cijene, osmotrivost i upravljivost distribucijskih mreža te suradnja s krajnjim korisnicima koji su na nju priključeni, može značajno povećati fleksibilnost mreže koja postaje nužna kako bi se zadržao uravnoteženi pogon cijelog elektroenergetskog sustava. U cilju povećavanja osmotrivosti sustava te omogućavanja korisnicima pružanja usluga fleksibilnosti, izazov s kojim se HEP ODS suočava očituje se u odabiru tehnički adekvatnih i ekonomski prihvatljivih telekomunikacijskih tehnologija. A uzimajući u obzir činjenicu da konvencionalne procesno-komunikacijske tehnologije često nisu ekonomski prihvatljive za masovnu primjenu nameće se potreba korištenja novih, iz domene interneta stvari, ili IoT. Obzirom na nisku jediničnu cijenu IoT senzorske opreme te nisku cijenu jediničnog transporta podataka, HEP ODS je u Republici Hrvatskoj prepoznao potencijal korištenja LoRaWAN mreže za prikupljanje pogonskih podataka koji nemaju kritičnu vremensku funkciju s potencijalno velikog broja postrojenja po dubini distribucijske mreže.

3. KONCEPT KORIŠTENJA LORAWAN IOT TEHNOLOGIJE U FUNKCIIJI POVEĆANJA OSMOTRIVOSTI

Koncept je zamišljen na način da se u postrojenja postavljaju krajnji uređaji sa tipiziranim opsegom prihvata procesnih podataka, po potrebi njihovom lokalnom obradom te integriranim komunikacijskim LoRaWAN modulom. Osnovni zahtjevi postavljeni na krajnje uređaje su kompaktnost, jednostavnost implementacije, *plug&play* svojstva koja ne zahtijevaju složeni proces puštanja u pogon uređaja kako bi oni obavljali svoje primarne zadaće. Osim toga, prikupljene mjerne podatke uređaj mora slati ciklički, u agregiranoj formi sa ciljem drastičnog smanjenja ukupnog volumena podataka, do 21 bajt po poruci. Postavljeni zahtjevi omogućuju masovnu implementaciju uređaja jer ne zahtijevaju posebnu edukaciju radnika, smanjuju rizik ljudske pogreške, olakšavaju skalabilnost sustava te u konačnici osiguravaju manje operativne troškove. Ograničenje duljine poruke do 21 bajt odabrano je kao polovina dostupnog kapaciteta prijenosa podataka po LoRaWAN standardu na najnižim razinama radijskog signala (-135 dBm) kako bi se osigurao pouzdan prijenos podataka i do 20 dB ispod granice šuma.
Podaci s krajnjih uređaja u dubini distribucijske mreže transportiraju se putem nacionalne LoRaWAN radijske mreže. LoRaWAN standard nije uvjetovan samim konceptom, odabran je zbog lako dostupne mreže kapacitirane za spajanje više stotina tisuća krajnjih uređaja koja radijskim signalom pokriva čitav teritorij Republike Hrvatske. Koncept podržava i ostale komplementarne radijske tehnologije kao: Sigfox, NB-IoT ili standardne 3G/LTE.
Svi podatci sa krajnjih uređaja se prosljeđuju na platformu dimenzioniranu za prihvat više desetaka tisuća krajnjih uređaja gdje se isti vizualiziraju i dalje analitički obrađuju. Dio informacija s platforme dalje se po potrebi prosljeđuje u ekosustave vlastitih web aplikacija kao MjerINFO [7], ili u SCADA sustav HEP ODS-a. Koncept je prikazan na slici 1.



Slika 1. Koncept LoRaWAN IoT tehnologije

3.1 Prijenos mjernih podataka i ostalih pogonskih informacija iz TS 10(20)/0,4 kV

Za prikupljanje podataka iz trafostanica sekundarne distribucije TS 10(20)/0,4 kV razvijen je procesno-komunikacijski uređaj prilagođen za lokalno čitanje mjernih podataka sa postojećih, fiksno ugrađenih digitalnih mjernih loggera na NN strani distributivnog transformatora po modbus protokolu. Prihvat kontaktne signalizacije iz postrojenja osiguran je lokalnim digitalnim ulazima na uređaju a za mikroklimatske podatke u postrojenju uređaju su prigrađene mjerne sonde za temperaturu, vlagu i koncentraciju O_3. Dodatno, uređaj je opremljen i PIR senzorom za detekciju pokreta u prostoru postrojenja.

Slika 2. Procesno-komunikacijski uređaji za TS 10(20)/0,4 kV

Za navedene funkcije nije postojalo komercijalno dostupno rješenje pa je uređaj morao biti u cijelosti razvijen za te potrebe. Na slici 2 prikazano je nekoliko izvedbi uređaja od prototipa do gotovog proizvoda.

LoRaWAN procesno-komunikacijski uređaj na razini trafostanice obavlja više funkcija:

- kontinuirano očitava električne veličine s digitalnog mjernog loggera po Modbus protokolu,
- kontinuirano prikuplja mikroklimatske podatke iz TS,
- posredstvom PIR (Passive Infrared) senzora detektira pokret u prostoru TS,
- posredstvom 4 digitalna ulaza može pratiti stanje različitih kontaktnih signala koji se mogu pojaviti na TS,
- prati stanje vlastitog napajanja iz instalacije TS
- izvor je točnog vremena za digitalni mjerni logger

Uređaj pohranjuje sve prikupljene podatke za 15 minutni period u lokalnu memoriju, logički ih obrađuje i zatim šalje po LoRaWAN protokolu na platformu na tri načina:

- Ciklički svakih 15 minuta šalje mjerne podatke kao agregiranu srednju vrijednost, trenutna stanja digitalnih ulaza i stanja alarma interne logičke obrade,
- Spontano po nastanku šalje promjenu digitalnih ulaza i pojavu internog logičkog alarma.
- Ciklički jednom dnevno šalje servisne informacije i sinkronizira svoj lokalni sat sa točnim vremenom iz platforme

Obzirom na vrlo skromne telekomunikacijske kapacitete LoRaWAN komunikacijske tehnologije osobita pažnja posvećena je kodiranju poruka kako bi sve korisne informacije za 15 minutni period stale u jednu poruku korisnog prostora (payload) dužine manje od 20 bajta. Uređaj čita sa modbus registara mjernog uređaja samo osnovne mjerne veličine koje su dostatne za izračun ostalih na platformi. Na opisani način osiguran je dnevni promet manji od 2 kb po trafostanici.

Osim agregiranja mjernih veličina uređaj nad mjernim i ostalim podacima vrši logičke algoritme za kreiranje spontanih alarmnih sekvenci, odnosno prepoznaje minimalno slijedeće događaje prema tablici I.

Tablica I. Logički alarmi kreirani na kontroleru

Opis alarma	Interni izračun / logika
Prekid opskrbe na SN	Gubitak modbus veze i gubitak napajanja kontrolera, >3 minute
Prekid opskrbe na NN	Naponi u normalnim granicama, struje te P i Q =0, >3 minute
Gubitak faze	Mjerna vrijednost jednog ili dva fazna napona ispod 150V , >3 minute
Prenizak napon	Mjerna vrijednost barem jednog napona <195 V, >90 sekundi
Previsok napon	Mjerna vrijednost barem jednog napona >254 V, >90 sekundi
Servisni alarm	Gubitak modbus veze ili gubitak napajanja kontrolera, >12 sati
Detekcija pokreta	Detekcija pokreta na PIR senzoru

PIR senzor djeluje na način da generira spontanu poruku o detekciji pokretu u postrojenju bilo da je riječ o kretanju osoba ili manjih životinja. Statističkim pregledom učestalosti prorada PIR-a na većem uzorku trafostanica za dulji vremenski period korisnici tako mogu uočiti potencijalne nedostatke na kabelskim prodorima i prisutnost malih životinja. U suprotnom, dugi izostanak prorada može ukazati na potencijalne propuste u periodičkim pregledima postrojenja.
Za aktivaciju digitalnih ulaza koristi se interni napon baterije kontrolera. Informacije ove vrste šalju se u nadređeni sustav spontano po nastanku kao alarmi. Na web sučelju platforme alarmi se pojavljuju sa predefiniranim opisom tako da nema potrebe za pojedinačne postavke na platformi li na samom krajnjem uređaju. Alarmi od interesa koji se prikupljaju kontaktno iz postrojenja su:

– Nizak tlak plina SF6 u SN bloku
– Prorada primarnih zaštita transformatora
– Pregaranje NN osigurača u odvodima
– Korisnički definiran alarm (po potrebi, slobodan upis teksta alarma na platformi)

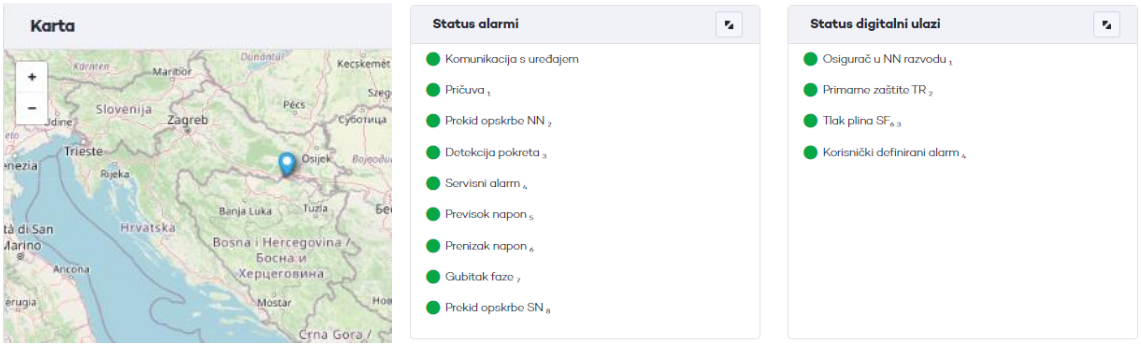
3.2 Izgled web GUI sučelja za TS 10(20)/0,4 kV

Glavna kontrolna ploča web aplikacije na platformi prikazuje popis lokacija za zadnjim očitanim mjernim podatcima sa TS (Slika 3).

Status	Oznaka	Vrijeme	P [kW]	cos φ	Q [kVAr]	U1 [V]	I1 [A]	t [°C]	φ [%]	Ozon [ppb]	3EP+ [kWh]	3EP- [kWh]	3EQ+ [kVARh]	3EQ- [kVARh]
	Filter	Filter	Filter	Filter	Filter	Filter	Filter	Filter	Filter	Filter	Filter	Filter	Filter	Filter
✓	1TS436	28.03.2024 12:19:00	−62	−1	−2	245	92	17	44	20	0	−15,5	0,25	−0,5
✓	1TS238	28.03.2024 12:24:00	−149	−0,99	23	245	202	20	39	20	0	−37,25	5,75	
✓	1TS113	28.03.2024 12:29:00	−73	−1	12	246	100	21	35	20		−18,25	3	−0,5

Slika 3. Glavna kontrolna ploča

Na kontrolnoj ploči detalja mjernog mjesta nalazi se geografska karta sa označenom lokacijom postrojenja, servisne informacije i trenutno stanje svih alarma u postrojenju kao na slici 4.



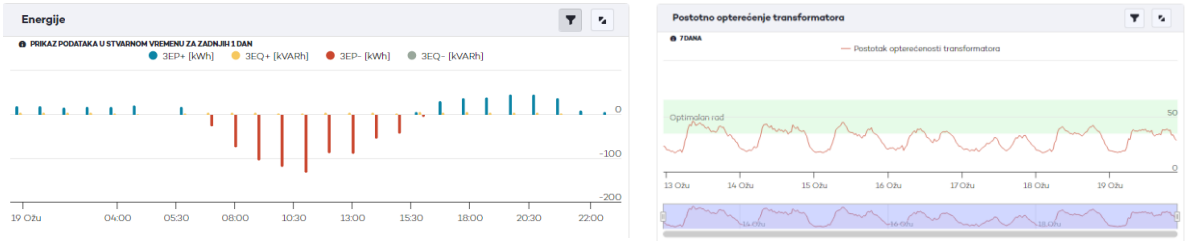
Slika 4. Detalji mjernog mjesta

Na kontrolnoj ploči detalja mjernog mjesta nalaze se i grafički prikazi sa mjernim podatcima iz postrojenja, snage, naponi, struje, temperatura, vlažnost zraka, predane i preuzete energije. Svi su grafovi skalabilni i mogu se filtrirati po pojedinoj mjernoj vrijednosti.

Neki od standardnih grafova prikazani su zbirno na slici 5.

Slika 5. Detalji mjernog mjesta – grafovi mjernih veličina

Osim mjernih veličina koje šalje LoRaWAN procesno-komunikacijski uređaj iz TS 10(20)/0,4 kV, na platformi se izračunavaju ostale veličine. Radne energije (3EP) i jalove energije 3(EQ) za jedan 15 minutni vremenski odsječak sa predznakom prikazan je na stupčastom grafu na slici 6. A ukupna snaga S iskazuje se kao postotno opterećenje transformatora prema njegovoj nazivnoj snazi te odmah vizualno upozorava korisnika na optimalan odabir nazivne snage transformatora i vrlo intuitivno navodi korisnika na razmišljanje o potencijalnim gubitcima distributivnog transformatora.



Slika 6. Napredni grafovi energije i ukupne snage

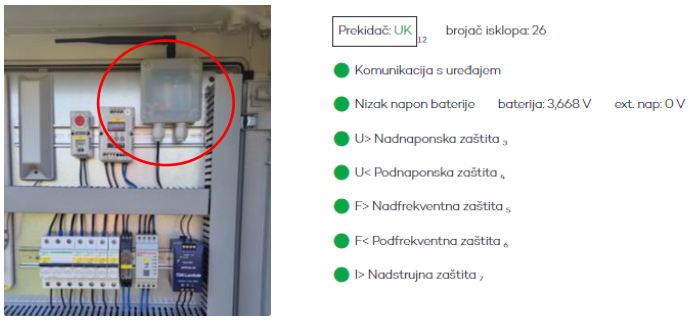
Nad određenim mjernim veličinama platforma vrši i dodatne, napredne obrade te generira složena upozorenja za mjerno mjesto kao proširenje alarmnih signala iz Tablice I koje spontano šalje sam uređaj:

- Upozorenje korisniku na dugotrajnije kretanje napona blizu granice +/- 10% nazivne vrijednosti i potencijalni problem sa kvalitetom napona na mjernom mjestu,
- Upozorenje korisniku na potencijalni problem nesimetrije, praćenjem faznih struja i napona kroz dulji vremenski period,
- Upozorenje korisniku na pojavu povratnih tokova radne snage iz mreže niskog napona u SN mrežu,
- Upozorenje korisniku na preopterećenja transformatora,
- Upozorenje korisniku na potencijalnu pojavu korona efekta analizom kretanja koncentracija ozona u duljem vremenskom periodu.

Dio podataka s platforme vrlo je lako proslijediti u ostale web aplikacije sa ciljem dodatne podrške naprednom vođenju distribucijske mreže ili proslijediti u SCADA sustav na ekran radne stanice dispečera i dispečerskom centru kao podatak u bliskom stvarnom vremenu.

3.3 Prijenos informacija iz susretnih postrojenja distribuirane proizvodnje na 0,4 kV

Za prikupljanje podataka iz susretnih postrojenja, na sučelju proizvodnih postrojenja i distribucijske mreže niskog napona razvijen je procesno-komunikacijski uređaj prilagođen za prihvat kontaktne signalizacije NN prekidača za odvajanje te pripadajućih zaštitnih terminala na sučelju. Za navedene funkcije postojalo je komercijalno dostupno rješenje koje je bilo potrebno dodatno modificirati za opisane potrebe. Na slici 7 prikazana izvedba gotovog proizvoda i njegove informacije na kontrolnoj ploči detalja mjernog mjesta.



Slika 7. Procesno-komunikacijski uređaji za sučelje sa obnovljivim izvorima na niskom naponu

Karakteristika ovog uređaja je da se može napajati iz vlastite baterije više godina jer generira jednu poruku dnevno sa potrebnim servisnim informacijama i alarme samo po nastanku. Prednost uređaja su kompaktne dimenzije, ne treba mu napajanje pa se može koristiti u instalaciji korisnika mreže, jednostavna montaža i ožičenje digitalnih ulaza. Količina podataka ne prelazi granicu od 2 kb mjesečno pa su operativni troškovi najma prijenosnog puta u LoRaWAN mreži gotovo zanemarivi.

4. DALJNJI RAZVOJ UREĐAJA

Na osnovi dosadašnjih iskustava u tijeku je daljnji razvoj krajnjih uređaja za različite namjene u distribucijskoj mreži, kao što su:

- Prijenosni mjerni uređaj sa integriranim LoRaWAN komunikacijskim modulom i GPS prijemnikom za mjerenje pogonskih vrijednosti struja i napona u dubini NN mreže, u izvedbi za trofazne i monofazne sustave,
- Procesno-komunikacijski uređaj za prihvat pogonskih podataka sa niskonaponskih regulatora napona LVR (Low Voltage Regulator) smještenih na iznimno dugim NN izvodima,
- Procesno-komunikacijski uređaj za prihvat podataka sa indikatora prolaska kvara na mrežama srednjeg napona.

5. ZAKLJUČAK

Nakon provedenih testiranja potvrđena je pretpostavka i dokazan je koncept da je LoRaWAN IoT tehnologija primjenjiva u funkciji osmotrivosti distribucijske mreže, poglavito mreža niskog napona. Zbog latencije i do nekoliko desetaka sekundi tehnologija nije primjenjiva za prijenos vremenski kritičnih podataka i upravljanje postrojenjima. Sustav ne dozvoljava kontinuirani tijek informacija već samo povremene poruke konačnog sadržaja u *uplink* smjeru dok je *downlink* smjer još striktnije ograničen što doprinosi ukupnoj kibernetičkoj zaštiti sustava. Poruke prema platformi su ograničenog sadržaja, vrlo kratke, maksimalne učestalosti 15 minuta pa je podatkovni promet izrazito mali za današnja mjerila i ne prelazi ukupno 1 Mb godišnje po mjernom mjestu. Posljedično imamo izrazito male operativne troškove najma kapaciteta za prijenos podataka i niske troškove dugotrajnog arhiviranja podataka za više desetaka tisuća mjernih mjesta. Intuitivno web sučelje osigurava dostupnost podataka velikom broju korisnika a eksport podataka u druge sustave osigurava iskoristivost podataka za različite namjene. Koncept je zamišljen za masovni prihvat pogonskih podataka iz distribucijske mreže, a centralna povezivost sa SCADA sustavom pruža mogućnost da se filtrirani skup bitnih informacija za pogon mreže prezentira dispečerima u bliskom stvarnom vremenu što u konačnici doprinosi gustoći informacija iz distribucijske mreže i većem stupnju osmotrivosti iste.

LITERATURA

[1] Zakon o tržištu električne energije (NN 111/21), https://zakon.hr/z/377/Zakon-o-tr%C5%BEi%C5%A1tu-elektri%C4%8Dne-energije, Hrvatska, 2021.
[2] A European Green Deal, (n.d.). https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en.
[3] Ministrastvo zaštite okoliša i energetike, Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. s pogledom na 2050. godinu, Zagreb, veljača 2020.
[4] HEP ODS, Strategija digitalne transformacije poslovanja, srpanj 2020.
[5] A Europe fit for the digital age, (n.d.). https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/europe-fit-digital-age_en.
[6] https://LoRa-alliance.org/about-LoRawan/, 20.1.2023.
[7] K.F.Ćavar, B.Gabrić "MJERinfo web aplikacije“, 7. Savjetovanje HRO CIRED, Šibenik, Hrvatska, svibanj 2020.

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-19

PREGLED IZAZOVA INTEGRACIJE MODERNIH KOMUNIKACIONIH SISTEMA U ELEKTROENERGETSKIM MREŽAMA

OVERVIEW OF INTEGRATION CHALLENGES OF MODERN COMMUNICATION SYSTEMS IN ELECTRICAL GRID

Srđan MIJUŠKOVIĆ, WSP UK Belgrade, Srbija
Milena LEKIĆ, WSP UK Belgrade, Srbija
Milorad KUČ, WSP UK Belgrade, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Tranzicija elektroenergetskog sistema doprinosi prisustvu sve većeg broja proizvodnih sistema obnovljive energije značajnih instalisanih snaga, ali donosi i znatne izazove po pitanju njihove integrisanosti, kako u nove lokalne, tako i u već postojeće komunikacione sisteme. S druge strane sama struktura potrošača se menja. Shodno, koordinacija i upravljanje nepredvidivih i nestalnih izvora energije s jedne i izuzetno raznolikih i zahtevnih potrošača sa druge strane, predstavlja izuzetno složen zadatak, za čiju uspešnu funkcionalnost je neophodno prikupljanje i obrada velike količine podataka, često i u realnom vremenu. Razmena tako značajne količine informacija u višestrukim pravcima zahteva robusnu i visokopouzdanu komunikacionu mrežu. Pažljivo planiranje sofisticiranih komunikacionih sistema primenom adekvatnih digitalnih uređaja, uz uvažavanje principa računarske bezbednosti i primenom postojećih standarda, čini navedeni proces izuzetno dinamičnim i zahtevnim.

Ključne riječi: IEC 61850, Digitalizacija, Računarska bezbednost

ABSTRACT

Energy transition provides increasing number of renewable energy sources with significant installed power brings along significant challenges in terms of their integration, both in new local and for already existing communication systems. On the other hand the consumer structure is modifying. The coordination and control of unpredictable and unstable energy sources is an extremely complex task, the successful functionality of which requires the collection and processing of a large amount of data, often in real time. The exchange of significant amount of information in multiple directions requires a robust and highly reliable communication network. Thorough planning of sophisticated communication systems using adequate digital devices, while respecting the principles of cyber security and using existing standards makes the mentioned process extremely dynamic and demanding.

Key words: IEC 61850, digital techonologies, cyber security

Srđan Mijušković, srdjan.mijuskovic@wsp.com
Milena Lekić, milena.lekic@wsp.com
Milorad Kuč, milorad.kuc@wsp.com

1. UVOD

Izazovi energetske tranzicije sa centralizovanih proizvodnih jedinica velike snage, baziranih na sinhronim generatorima, na izvore manje instalisane snage, distribuiranim na sveobuhvatnoj površini elektromreže (DER – *Distributed Energy Resources*), dobro su poznati i značajna pažnja im je pružena realizovanjem DERMS (*Distributed Energy Resources Management System*) *[Ugwu (1)]*. Obnovljivi izvori energije (OIE) velikih kapaciteta su direktno povezani na VN postrojenja i uspešna realizacija energetske spregnutosti navedenih sistema u velikoj meri zavisi od uspešne komunikacione interkonekcije. Spregnutost VN i sistema OIE velike snage se često navodi kao jedan od glavnih tehničkih razloga za digitalizaciju VN postrojenja, kako bi se koordinacija i upravljanje nepredvidivih i nestalnih izvora energije uspešno izvršavala *[Apostolov (2)]*. Poseban izazov u svemu navedenom jeste računarska bezbednost, kao izuzetno osetljiva i nedovoljno empirijski poznata disciplina.

Složenost prevazilazi striktno tehničke aspekte, budući da negativna iskustva u realizaciji ovakvih struktura imaju izuzetno štetan uticaj, kako na kompanije direktno finansijski oštećene, tako i na celokupan proces i progres uspostavljanja *Smart Grid* i *Zero Net* ciljeva, sagledanih kao globalne tendencije i incijative *[Kanabar (3)]*.

2. DIGITALNE TEHNOLOGIJE U EE POSTROJENJIMA

2.1 Digitalizacija VN postrojenja

Proteklo je 20 godina od objavljivanja i početaka praktične upotrebe IEC 61850, Standarda koji u 40-ak različitih dokumenata na već sada više od 8000 strana daje jasne smernice za digitalizaciju EE objekata, inicijalno i prevashodno VN objekata. Možemo reći da govorimo zapravo o grupi standarda na čijem razvoju tokom perioda od preko 25 godina radi više stotina stručnjaka iz celog sveta sa brojnim predstavnicima, kako iz redova proizvođača, tako i krajnjih korisnika. Vredi napomenuti da se TC (*Technical Committee*) 57 WG (*Working Group*) 10, zadužen za kreiranje Standarda sastoji od stručnjaka mnogobrojnih elektroinženjerskih profila i srodnih disciplina. Interoperabilnost kao zaštitni znak ove kontinuirane saradnje veoma je uspešno demonstrirana i ključ je popularnosti koju navedeni Standard zasluženo ima. Međutim, model zaštitno-upravljačkog sistema koji se najčešće primenjuje u savremenim digitalizovanim postrojenjima sa pravom se naziva hibridni. Moderni zaštitno-upravljački sistemi primenjuju digitalizovane IED (*Intelligent Electronic Device*) uređaje, redundantne SCADA sisteme i koriste u svojim procesima poruke bazirane na 8-1 delu Standarda – MMS i GOOSE, što se smatra digitalizacijom do staničnog nivoa – stanična digitalizacija.
Manufacturing Message Specification ISO 9506 (MMS) – protokol koji omogućava vertikalnu klijent/server komunikaciju između zaštitno-upravljačkih uređaja (IED) i elemenata staničnog nivoa *[IEC 61850-8-1 (4)]*.
GOOSE *(Generic Object Oriented Substation Events)* – *publisher/subscriber* poruke organizovane u DATA SET-ove, sistem ključan za brzu razmenu informacija u horizontalnoj komunikaciji između IED-ova *[(4)]*.

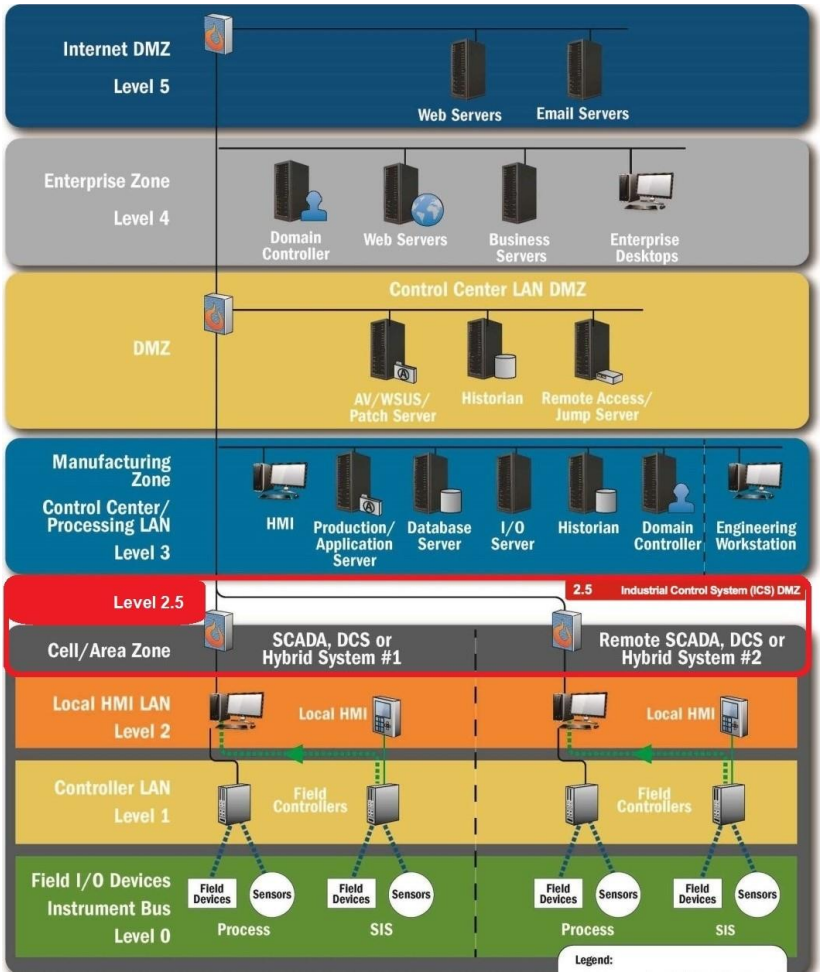
2.1.1 Sampled Values - Navedeni digitalizovani signali (MMS, GOOSE) su i te kako prisutni u praksi na procesnom nivou, međutim, shodno definicijama IEC 61850 proces digitalizacije zaštitno-upravljačkih sistema bi morao biti zaokružen korišćenjem *Sampled Values* – digitalizovanih merenja ili prema SRPS EN 61850-9-2:2013 vrednosti uzoraka. Navedeni deo Standarda namenjen slanju merenja iz mernih transformatora preko digitalizovane mreže prvobitno je definisan u *[IEC 61850-9-2 Ed.1 (5)]* iz 2004. godine *Communication Networks and systems in substations – Part 9-2: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled Values over ISO/IEC 8802-3*. Na samom početku ovog dela Standarda se naglašava zasnovanost na apstraktnom modelu iz *[IEC 61850 Part 7-2: Basic information and communication structure – Abstract communication service interface (ACSI) (6)]*. Standard definiše IEC 61850-9-2 kao vid komunikacije između emitera i primalaca poruka (*publisher/subscriber*) i njegov predmet je opis mapiranja. Vrednosti uzoraka (SV) predstavljaju kontrast u odnosu na konvencionalne implementacije, gde se skalirana analogna merenja šalju direktno na zaštitno-upravljačke uređaje (IED). Glavna karateristika SV jeste izuzetna brzina, frekvencija slanja od uobičajeno 4000Hz i 4800Hz za zaštitno-upravljačke sisteme i 14400Hz za kvalitet EE, shodno *[IEC 61869-9-Table 902 (7)]*.
Uspostavljanje funkcionalne arhitekture sistema procesnog nivoa sa SV očigledno predstavlja izuzetno složen zadatak, kako sa aspekta vremenske sinhronizacije, tako i količine podataka na lokalnoj mreži *[Mijušković (8)]*.
Integracija sve većeg broja proizvodnih sistema obnovljive energije značajnih instalisanih snaga nepredvidivih i nestalnih izvora, naglašava potrebu za digitalizovanim SV merenjima u VN postrojenjima *[Apostolov (9)]*.

2.2 Purdue Model

Primetan uticaj logike segmentacije sistema nadzora i zaštitno-upravljačkih uređaja, kao i primenu koncepta računarske bezbednosti vidimo u uspešnom uklapanju *Purdue modela* u moderne komunikacione arhitekture EE objekata *[ISA99 (10)]*. *Purdue model* predstavlja arhitekturu industrijskih kontrolnih sistema, popularnu kod *Cyber Security* stručnjaka zbog jasnog horizontalnog strukturiranja modela. Shodno slici 1., naznačeni su x.5 međusegmenti, ukazujući na prisustvo umetnutih elemenata računarske bezbednosti *[Mijušković (11)]*.

Level 4 – *Enterprise* nivo - planiranje sistema
Level 3 – Upravljanje celokupnim sistemom, prikupljanje i memorisanje validnih informacija
Level 2.5 – Međusegment sa elementima računarske bezbednosti
Level 2 – Funkcije nadzora i kontrole lokalnog procesnog sistema - HMI i lokalni SCADA nivo
Level 1 – Funkcije za upravljanje procesnim sistemima – nivo PLC, DCS, IED, RTU
Level 0 – Procesni nivo

*U nastavku teksta nivoi (*Level*) L1, L2, L2.5, L3 i L4 su korišćeni shodno referentnom *Purdue modelu*.



Slika 1: *Purdue Model [MES Engineer (12)]*

2.3 SCADA

Generalno uzevši, u širim inženjerskim krugovima kada se pomene SCADA, prevashodno se misli na SCADA sisteme locirane u nacionalnim ili regionalnim dispečerskim centrima. Poznato je da SCADA predstavlja skraćenicu od *Supervisory Control And Data Acquisition*, dakle prvo slovo u akronimu nije od *Substation*, kako ponekad inženjeri postrojenja nehotice podrazumevaju. Verovatno je i to jedan od razloga zašto navedena grupa inženjera pod SCADA-om podrazumeva sistem za kontrolu i praćenje signalizacije u postrojenjima. Sinonimi su *Substation Contol and Monitoring System* (SCMS), kao i *Substation Automation System* (SAS). U opisanim nazivima, kao što vidimo, jeste prisutan *Substation*, tako da, ukoliko govorimo o SCADA sistemima lociranim na postrojenjima, svakako moramo dodati neku bližu odrednicu, poput reči „lokalne“. Među benefite preciznog strukturiranja shodno *Purdue modelu* možemo uvrstiti jasnu distinkciju između Level 2 (*Site*) SCADA pozicionirane na samom EE objektu i Level 3 (*Remote*) SCADA, pozicionirane u nadređenim centrima. Ipak, i tu treba razlikovati centre koji imaju samo mogućnost koordinacije ili nadzora, od nadređenih centara sa mogućnošću daljinskog upravljanja. Redundantni sistem nadređenih SCADA, obično na nacionalnom nivou mogu sadržati integrisane funkcije EMS (*Energy Management System*), WAMS (*Wide Area Monitoring System*) i prateće analitike, te shodno prikazanom funkcionalno i hijerarhijski su bliži L4 *Enterprise* SCADA.

2.4 Tehnologija i terminologija digitalnih sistema

Razmatranjem do sada navedenog, već na prvom koraku uočavamo u praksi primećen izazov u vezi sa terminologijom i razumevanjem određenih tehničkih sistema. Integracijom većih sistema obnovljivih izvora energije (OIE) i potrebom za BESS (*Battery Energy Storage System*), dolazimo do novih elemenata OIE i BESS SCADA. Možemo zaključiti da je termin SCADA preširok, ali unekoliko koherentan; podrazumeva se da označava grupu računara i prateću komunikacionu mrežu. SCADA je primer dobre skraćenice koja je po svojoj strukturi unikatna, toliko da je prihvaćena i kao naziv, ne samo kao definišući akronim.
Međutim, isto se ne može reći za pojam digitalne trafostanice. Kao očigledan primer, možemo navesti činjenicu da Urednik radne grupe WG10 u IEC TC 57 započinje svoj članak definisanjem termina digitalna trafostanica

[Brunner (13)]. Zanimljivo da se navedeno definisanje koje podrazumeva digitalizaciju do procesnog nivoa ne poklapa sa formulacijama većine stručnjaka sa značajnim praktičnim iskustvom iz ove oblasti *[Heimission (14)]*. Navedeni različiti nivoi digitalizacije često dovode do nerazumevanja i gledano sa, do sada navedenih aspekata, možemo napraviti okvirnu podelu na digitalizovane (IEC 61850-8-1) i uvođenjem *Sampled Values* u procesnu mrežu (IEC 61850-9-2) potpuno digitalizovana postrojenja. Striktno govoreći, primenu *Sampled Values* i uključivanje *Merging Units [IEC 61869:13 (15)]* ne možemo više povezivati sa terminom potpuna digitalizacija, već je precizniji naziv procesna (L1) digitalizacija. Termin potpuno digitalizovani zaštitno-upravljački sistem bi bio apsolutno regularan da nepredviđen globalni zastoj u digitalizaciji procesne mreže nije toliko odužen. Sledstveno, mnoge nove tehnologije (u nastavku primer *Digital Twin*, Virtuelizacija) su počele da pronalaze svoje pozicije u modernizaciji zaštitno-upravljačkih sistema. Sofisticiranost razlika i složenost preciznog definisanja nivoa digitalizacije postrojenja jasno ilustruje sveobuhvatnu zahtevnost izazova navedenog procesa, rada na globalnom nivou već više od decenije, u cilju uspostavljanja Standardom definisane arhitekture zaštitno-upravljačkih sistema.

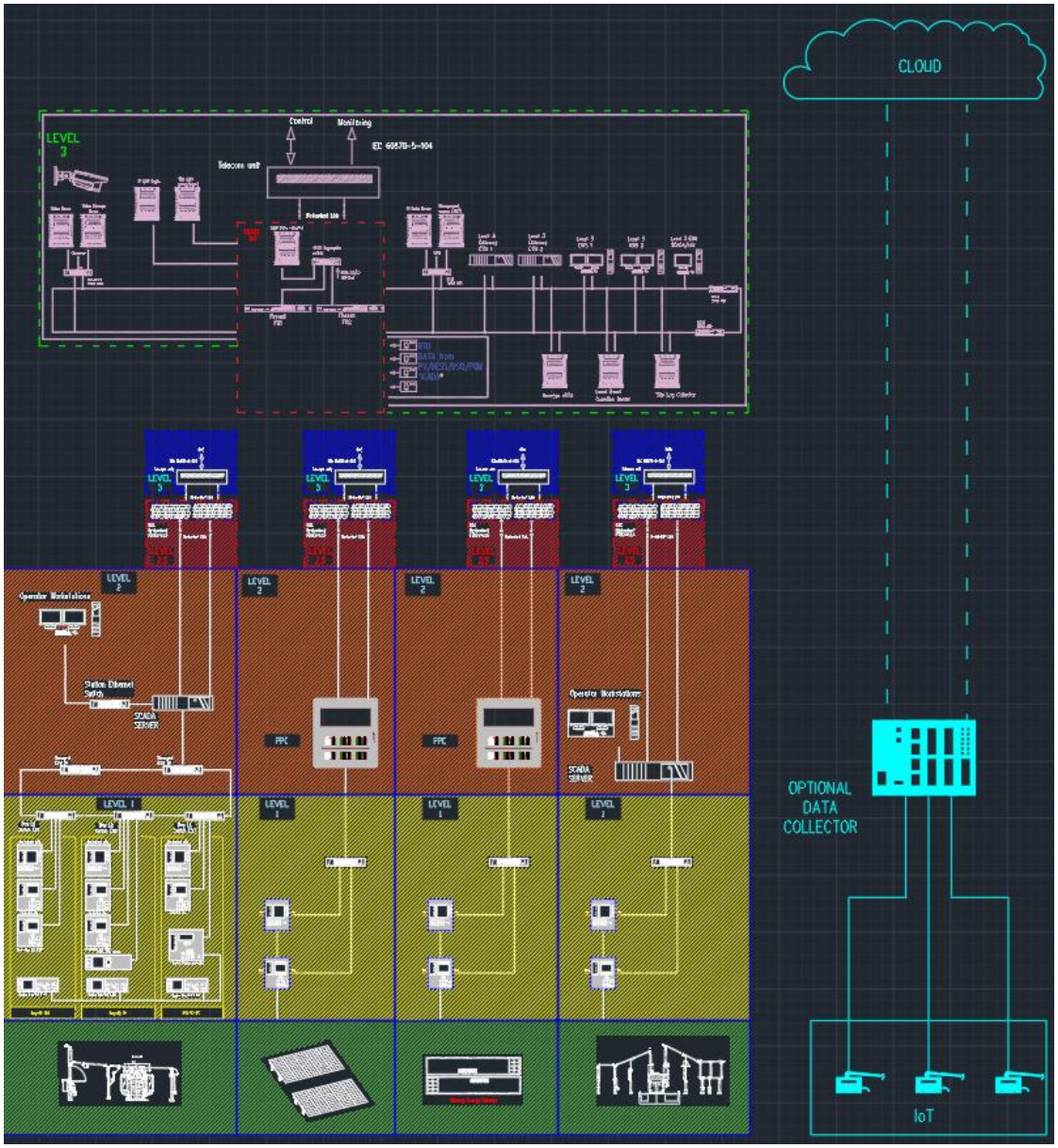
2.4.1 Digitalni blizanac (*Digital Twin*) je virtuelni model stvarnog objekta, procesa ili sistema koji omogućava praćenje, simulaciju i analizu ponašanja i performansi kreiranih modela u realnom vremenu. Cilj procesa jeste pravljenje analize stanja sistema, praćenjem brojnih električnih veličina i podataka poput merenja, stanja i statusa opreme, ali i drugih karakteristika od značaja. Opisana virtuelizacija omogućava automatizovanim sistemima i tehničkim licima da brže detektuju i reaguju na anomalije ili kvarove u mreži *[Amaral (16)]*.U kontekstu uređaja sistema upravljanja i relejne zaštite, digitalni blizanci se koriste i za modeliranje električnih mreža i uređaja. Obnovljivi izvori energije po pravilu imaju promenljivu prirodu proizvodnje, budući da dobijena solarna energija varira u zavisnosti od vremenskih uslova, a energija generisana od vetra direktno od njegove brzine.
Shodno navedenom u OIE, *digital twin* se može primeniti na sledeće načine *[Sleiti (17)]*:

- Na osnovu prikupljenih podataka o radu ovih izvora energije, *digital twin* omogućava optimizaciju performansi, integraciju, stanja opreme, identifikaciju potencijalnih problema ili oštećenja, kao i planiranje održavanja.
- Simulacijom opisanih procesa, *digital twin* pruža jasan uvid u realne statuse sistema obnovljivih izvora energije, poput solarnih panela, vetrogeneratora ili hidroelektrana.

2.5 Koncept arhitekture digitalnih sistema OIE velikih kapaciteta

Usvajanjem pristupa po kome je neophodno imati i sveobuhvatni lokalni SCADA sistem koji će vršiti upravljanje i kontrolu nad celokupnom opisanom strukturom – VN stanična SCADA, OIE SCADA, BESS SCADA uz konekcije sa distributivnim, industrijskim i IIoT (*Industrial Internet of Things*) sistemima, očigledno predstavlja nov i veoma izazovan koncept. Za početak, opisani sistem nije jednostavno logički uklopiti u *Purdue Model*, eventualno taj sistem možemo usvojiti kao lokalni L3 SCADA sistem (*Slika 2*). Uz pomenute sisteme, logike *asset management*-a *i monitoring*-a, fizičkog nadzora (CCTV), sistema za praćenje kvaliteta merenja (PQM), prisustvo hardverskih elemenata računarske bezbednosti, kao i drugih modernih tehnologija, u značajnoj meri usložnjava modelovanje i dizajniranje zahtevanih upravljačkih sistema. Potrebno je uzeti u obzir i da veći izvori obnovljive energije uglavnom pripadaju kompanijama koje vode računa o računarskoj bezbednosti, međutim, energetska i komunikaciona spregnutost s drugim preduzećima, koja verovatno imaju drugačiju percepciju ili procedure računarske zaštite, dovodi do bazičnih problema već u inicijalnoj fazi planiranja. Sve navedeno ukazuje na opravdanost dodatnog nivoa upravljanja lokalnog L3 SCADA sistema, budući da lokalni L2 SCADA sistem po svojim kapacitetima, funkcionalnostima, potencijalno i vlasničkoj strukturi nije u mogućnosti da odgovori na sve pomenute zahteve. Ovakvo viđenje ide u prilog korišćenju termina tercijarna oprema za date tehnologije *[(11)]*.

2.5.1 Koncept IIoT (Industrial Internet of Things) **-** Uz sve navedeno, posebno je zanimljiva i integracija navedenih IIoT sistema, pogotovu ukoliko kao svoju osnovu senzorskog rada imaju u *smart* uređajima nalik na primenjene u IoT (*Internet of Things*), a kao krajnju destinaciju *Cloud* servise. Po svojoj funkcionalnosti IIoT je veoma je blizak širem konceptu SCADA sistema, ali poseban naglasak se daje na prisustvo pametnih uređaja i izuzetno naprednih senzora, uz prateće softverske aplikacija koje omogućavaju prikupljanje, razmenu i analizu podataka u prevashodno industrijskim okruženjima. U kontekstu energetskih sistema, IIoT može igrati značajnu ulogu u modernizaciji i optimizaciji procesa velikih sistema obnovljivih izvora, prevazilažeći klasične hijerarhijske *Purdue* nivoe. Ključna prednost jeste brza dostupnost *Cloud* aplikacijama koje, pored pomenutog *Digital Tw*in-a ostavljaju mogućnost za korišćenje *Machine Learning* i *Artificial Intelligence [Pandey (18)]*. Shodno brojnim novitetima koje ovakav sistem donosi, sličnim već naglašenim izazovima digitalizacije (obrada i bezbednost velike količine podataka), postupno prilagođenje kroz integraciju i dopunjavanje sa već proverenim analognim SCADA rešenjima nameće se kao najsigurnija opcija. U opisanoj koncepciji, svoje mesto shodno moraju imati posebno definisani *Data Collectori*, kao ekvivalenti SCADA servera sa integrisanom *Gateway* funkcionalnošću.



Slika 2: *Arhitekture digitalnih sistema OIE velikih kapaciteta*

Pored svega navedenog mora se voditi računa i o ideji Virtuelnih elektrana i njihovom potencijalu na tržištu električne energije.

2.5.2 Koncept Virtuelne elektrane (Virtual Power Plant – VPP) sve više dobija na prisustvu i značaju, kao model upravljanja velikog broja manjih elemenata decentralizovane proizvodnje, objedinjenih u jedinstveni virtuelni entitet na tržištu električne energije. Poslednje navedeno od izuzetnog je značaja imajući u vidu da cena električne energije izuzetno varira na dnevnom, tako i sezonskom nivou i specijalne tehno-ekonomske analize moraju se izvršiti kao za slučaj različitih tipova solarnih panela [*Lekić (19)]*. U cilju ostvarivanja pouzdane razmene informacija između proizvodnje i potrošnje električne energije, akcenat VPP se mora staviti na maksimalno korišćenje prednosti pametnih mreža (*Smart Grid*). Sistemi VPP se baziraju na korišćenju Eternet, IP i TCP transportnog protokola, ostvarujući komunikaciju na OSI nivoima 2/3/4 uz odgovarajući kvalitet servisa (QoS), zaštićenih tunneling-om VPN-a [(1)]. Složenost integracije neuniformnih izvora električne energije dovodi do problema interoperabilnosti u komunikaciji. Navedeni problem je globalno prepoznat i za date potrebe u sklopu standarda IEC 61850 je formirano poglavlje [*IEC 61850-7-420 (20)]*. Standard pruža uvid u navedene izazove i iskustva stečena za komunikacione sisteme VN postrojenja prilagođava distribuiranim obnovljivim izvorima električne energije.

2.6 Izazovi integracije distribuiranih sistema obnovljivih izvora

Značajan uticaj na sferu *Smart Grid*-a i modelovanje arhitekture komunikacionih sistema u energetskoj mreži pored već pomenutih sistema, predstavlja i ulazak novih manjih elemenata OIE, solarnih panela na objektima i električnih vozila itd. Upravljanje navedenim sistemima u velikoj meri zavisi od DERMS, međutim, moramo naglasiti da opisani elementi DER ne moraju biti u vlasništvu energetskih kompanija, već privatnih lica *[Cleveland (21)]*. Izazov integracije navedenih sistema prilično je evidentan, jer bez dovoljno stručnog znanja i svesti o komunikacionim sistemima i računarskoj bezbednosti, integracija može predstavljati značajan pritisak na implementatore sistema. Korisnik nedovoljnog znanja ne može dati svoju podršku u planiranju, naprotiv nepažnjom u radu može i dodatno ugroziti sistem. Opisani izazov ima svoju paralelu i u domenu digitalizacije postrojenja, gde se inicijalnom nedovoljno kvalitetnom Studijom izvodljivosti ceo projekat od samog starta ugrožava. Faza inženjerskog dizajna za najsavremenije digitalne sisteme, postaje nepremostiva prepreka, budući da znanja i iskustva na globalnom nivou nisu još dovoljno usvojena i prisutna. Naročito je aspekt računarske bezbednosti kritičan, budući da zbog svoje same suštine, uspešne funkcionalnosti i shodno tome prisustva kompanijskih regulativa, implementirana logika ne može biti javno dostupna.

2.7 Cyber security standardi

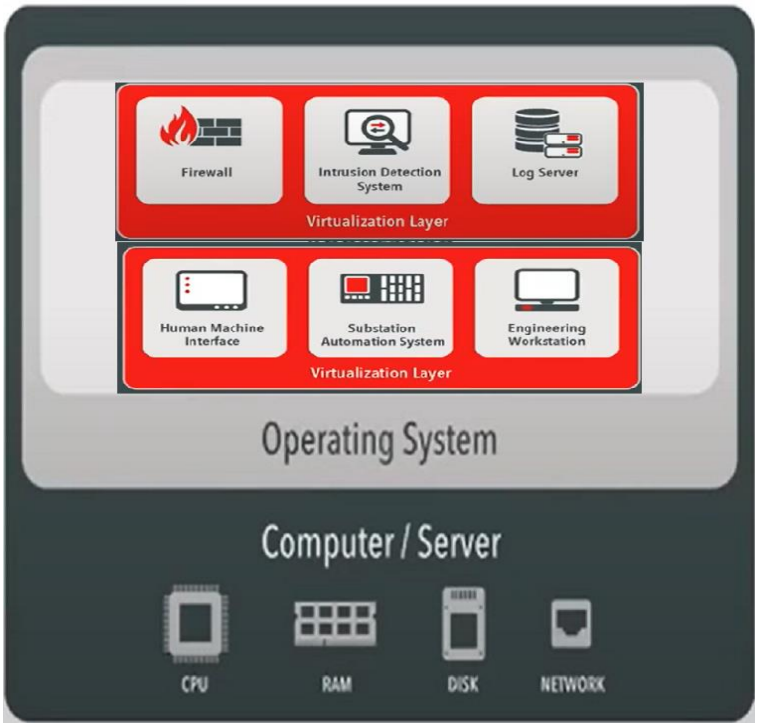
Na prvom mestu svakako moramo istaći dobro poznatu grupu standarda *[IEC 62443 (22)] - Industrial communication networks - Network and system security,* namenjenu računarskoj bezbednosti operativnih tehnologija (OT), koje uz informacione (IT) čine celinu računarskih tehnologija. IEC je 2021. pomenutu grupu standarda okarakterisao kao „horizontalne“, naznačavajući da standardi namenjeni pojedinim tehničkim disciplinama moraju imati kao svoju osnovu IEC 62443, kako bi se poboljšala uniformnost rešenja. Značajna pažnja je posvećena ne samo tehničkim aspektima računarske bezbednosti, već i organizacionom delovanju tokom potpunog ciklusa, od planiranja do korišćenja sistema, u duhu NIST CSF 2.0 (*National Institute of Standards and Technology Cybersecurity Framework*) standarda. Zbog opisanih smernica navedeni standardi računarske bezbednosti pripadaju "*what"* grupi. Prilagođavanjem aplikativnih rešenja IEC 62443 standard je dodatno dobio na značaju u sektoru energetike.
Važnost *[IEC 62351 (23)]* (*Power systems management and associated information exchange - Data and communications security)* standarda teško da možemo prenaglasiti, budući da je razvijena od stručnjaka u već pomenutom tehničkom komitetu TC57 zaduženom i za razvoj IEC 61850, pored ostalog. Izuzetno pregledno strukturiran, i već u naslovima setova jasno su definisani aspekti koji se obrađuje, celine koje se i bez velikog poznavanja ove discipline najčešće i povezuju sa računarskom bezbednošću. Kao takav standard je izuzetno cenjen zbog svojih praktičnih, "*how"* smernica.
U svakom slučaju najbolji odgovor na izazove računarske bezbednosti jesu precizno definisane specifikacije, jasnost u primenjenim procedurama i prisebnost zaposlenih. Opisane prakse su i jedini način zaštite za najveći broj *cyber* napada, shodno definiciji NIST *Security Frameworka* potpuna zaštita ne postoji, moguća je samo prevencija. U tom smislu NIST predlaže viđenje prevencije kao ciklus računarske bezbednosti *[NIST (24)]*:

- *Identify* – RA (*Risk Assesment*) procena rizičnih tačaka i uređaja
- *Protect* – zaštita od prepoznatih rizika AV (*attack vectors*)
- *Detect* – omogućeno primećivanje narušene računarske bezbednosti
- *Response* – odgovor na primećeno narušavanje bezbednosti
- *Recover* – oporavak oštećenih delova sistema

2.7.1 IEEE 1547.3 ***(IEEE Guide for Cybersecurity of Distributed Energy Resources Interconnected with Electric Power Systems)*** - Navedene razlike u vlasničkoj strukturi integrisanih delova, ali i u koncepcijama samih implementatora, zahteva izuzetno složene i jasno definisane dogovore o primenjenim procedurama i merama, ali i o domenima odgovornosti *[(21)]*. Imajući u vidu da je u praksi često složeno ugovoriti i tzv. "*interoperability"* listu o razmeni signala između različitih entiteta, razumemo koliko tek zahtevni mogu biti dogovori o primenama mera računarske zaštite. Na tim osnovama je i došlo do formiranja posebnog dela IEEE 1547.3 iz 2023. u okviru već postojećeg standarda, kako bi se odgovarajuća pažnja posvetila celovitosti problema računarske bezbednosti, shodno interakciji različitih proizvođača i entiteta, ali i njihovim nezavisnim mrežama i opremi *[IEEE 1547.3 (25)]*. Sâm standard ističe važnost precizno definisanih i na svaki način pouzdanih i sigurnih *Gateway*-a za komunikaciju između različitih entiteta. Izuzetan doprinos IEEE 1547.3 predstavlja tabela jasne komparacije bezbednosnih mehanizama različitih komunikacionih standarda i protokola koji se koriste u automatskim sistemima energetskih postrojenja.

2.8 Virtuelizacija zaštitno-upravljačkih funkcija

Kohezivni faktor za sve dosada opisane sisteme, koji u poslednje vreme po svojim mogućnostima nalazi namenu u svim navedenim komunikacionim, pre svega SCADA sistemima jeste virtuelizacija procesnih sistema, tehnika koja može olakšati brojne do sada opisane izazove digitalizacije, naročito po pitanju intregracije zahteva računarske bezbednosti. Definicija po kojoj možemo da usvojimo proces virtuelizacije jeste da je to funkcija virtuelnih instanci na platformama, izdvojenim od samog računarskog hardvera. Izdvojene ili dodatne platforme *hypervisor*, predstavljaju virtuelne nivoe koji mogu da sprovode više traženih funkcija istovremeno, korišćenjem zajedničkih hardverskih resursa. *Hypervisor* mogu biti Tip 1 – *Bare Metal*, direktno instalirani na hardver, tako da su u hijerarhijskom nivou operativnih sistema (*VMware ESXi*) ili Tip 2 – *Hosted*, indirektno povezani na hardverske resurse preko specijalne aplikacije (*VMware Workstation Player*). Drugonavedeni sistemi su inženjerima sekundarnih sistema dobro poznati, budući da su izuzetno popularni u cilju prevazilaženja problema potrebe za velikim brojem softverskih paketa različitih generacija, često i od istog proizvođača. Pristupačnost i ušteda resursa dosta olakšavaju ovu, u praksi vrlo nezgodnu, okolnost s kojom se susreću implementatori računarskih programa na elektroenergetskim objektima. Ključna prednost za rad brojnih virtuelnih aplikacija jeste mogućnost centralizovanog upravljanja i zato se za simulirane sisteme na serverima kao bolje rešenje nameće Tip 1. Direktan pristup računarskim resursima postavlja *hypervisor* u samo središte funkcionisanja sistema, što omogućava potpunu kontrolu i upravljanje procesima, aspekt izuzetno važan za koordinisanje računarske bezbednosti. Opisano centralizovanje aplikacija, po principima virtuelnih *switch*-eva, smanjuje i mrežno opterećenje i izoluje ga od spoljašnjih uticaja. Konfigurisanjem virtuelnih *firewall*-ova ka lokalnoj mrežnoj infrastrukturi, ali i prema spoljnim konekcijama, značajno se smanjuje izazov računarske zaštite i centralizuje status svih procesa. Uz dodatne benefite prikazanih rešenja treba istaći mogućnost jednostavnog proširenja automatskih sistema – dodavanjem novih platformi pored već postojećih. U poslednje vreme pogotovo je zanimljiva ideja IDS (*Intrusion Detection System*), poslednjeg nivoa odbrane (*Defence-in-Depth*) u slučaju proboja računarske zaštite *[Klein (26)]*. Grupisanjem i uobličavanjem svih komponenti tercijarnog sistema na jednom redundatnom sistemu (*Slika 3*), znatno se olakšava ključan problem održavanja ovakvih sistema, njihovo redovno ažuriranje (*update*) *[Zenner (27)]*. Kreiranjem *back-up* (potpune rezerve aktivnog stanja) ili *snapshota* (zatečenog stanja konfiguracije) znatno se osigurava uvek nezahvalan postupak promene statusa sistema, koji neometano obavlja svoju izuzetno važnu funkciju, a sve zarad potencijalnih softverskih problema. Dodatni izazov predstavlja i povremeno zahtevano *patch*-ovanje, često i samog *firmware*, tako da korišćenjem objedinjene celine pomenuti procesi su ipak virtuelizacijom znatno olakšani. Često se u primerima kao potencijalno najopasniji element u arhitekturi SCADA sistema, navodi inženjerska konfiguraciona jedinica, budući da predstavlja most između više mreža *dual homming*, pogotovu kada se poput USB uređaja uključuje direktno iz spoljnog sveta i premošćuje OT i IT komunikacionu mrežu *[Klein (28)]*. Izolovanjem virtuelizacijom, navedena pretnja po sigurnost sistema se znatno limitira.



Slika 3: *Primer virtuelizacije tercijarne opreme [(27)]*

Na nivou virtuelizacije IED-ova i povezanog koncepta centralizovane zaštite, progres je takođe učinjen, međutim, prepuštanje ključnih komponenti zaštitnog sistema izuzetno osetljivim tehnologijama, kao i kod *Sampled Values*

merenja, zahteva veliku dozu obazrivosti. Značajan napredak tehničkih kapaciteta i sposobnost računarskih hardvera da održe funkcionalnost velikog broja paralelnih procesa je omogućio razmatranje, ali i konkretan razvoj navedenog metoda. Dostupnost brojnim informacijama radi boljeg razumevanja stanja u sistemu i predikcije kvarova, ostavlja mogućnost brzog analitičkog proračuna i odgovarajuće reakcije kada je deo opreme u kvaru, poput konkretno strujnog transformatora, budući da su ostale struje u drugim delovima sistema dostupne *[Ljungberg (29)]*.

Teško je i pojmiti da se sa nekadašnjih, više stotina elektromehaničkih releja po objektu, ne tako davno jedinih rešenja i još uvek prisutnih i cenjenih u praksi, dolazi do cifre od svega nekoliko centralizovanih zaštitnih uređaja, koje je dalje moguće i virtuelizovati na redundatnom serveru, pa čak u kranjoj instanci fizički i funkcionalno potpuno alocirati kao *Cloud* servis *[Nunes (30)]*. Međutim, kao i za uvođenje svih ostalih digitalnih tehnologija, neophodno je proći mnogo faza i imati jasan plan i podršku u celom organizacionom lancu. Zbog jednostavne modularnosti, sistem ne treba posmatrati samo kao niz objedinjenih funkcija zaštitnih uređaja, već kao instancu koja ima za cilj potpuno redefinisanje rada zaštitno-upravljačkog sistema, jednu od modernih tehnologija nesagledanih u planiranju primene IEC 61850 Standarda, ali sa jasnim potencijalom.

3. ZAKLJUČAK

Uvidom u nivo promena koje su prisutne u energetskom sektoru i primenjenim tehnologijama, modularnost aplikacija i samo poimanje novih tendencija, mora biti od samih početaka planiranja sistema u svesti svih stručnih lica. Korisna osnova za postavljanje solidnih temelja svakog komunikacionog ili sistema računarske bezbednosti jesu međunarodno priznati standardi (IEC, IEEE, NIST...). Međutim, moramo uvažavati njihovu generalnost i namenjenost prvenstveno proizvođačima u izradi sistema, a naročito pojedinačnih uređaja. Tehničke specifikacije, bazirane na međunarodnim standardima, zapravo treba da daju pravu osnovu za izvođenje sistema pripremljenog da odgovori izazovima u eksploataciji. Jasnost u procedurama i efikasnost tehničkih rešenja, najbolji je način da se umanji brojnost rizičnih tačaka u svakom računarskom sistemu. Opisane promene i potrebna primenjena rešenja ne tiču se više samo tehničkih izazova, već zadiru do nivoa sociološkog razumevanja određenih delovanja. Digitalne tehnologije menjaju svet oko nas velikom brzinom u skladu sa načelima Četvrte industrijske revolucije i neočekivano je visoka cena opisanog tehnološkog progresa, ali je na svim odgovornim licima dužnost da te promene pravilno sagledaju i utiču na stručno usavršavanje, multidisciplinarnost i razvoj svesti kod svih korisnika zaštitno-upravljačkih, ali i drugih računarskih sistema.

LITERATURA

[1] Ugwu J., 2023, Comprehensive Review of Renewable Energy Communication Modeling for Smart Systems, Energies, 16, 2

[2] Apostolov A., 2021, DERs and PAC, PAC World, 55, 4

[3] Kanabar M., 2023, Building the Grid of the Future through Innovations with Digital Transformation, PAC World, 64, 20

[4] IEC 61850 Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802/3, 2011

[5] IEC 61850-9-2- Communication Networks and systems in substations – Part 9-2: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled Values over ISO/IEC 8802-3. – First Edition, 2004

[6] IEC 61850 - Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-2: Basic information and communication structure – Abstract communication service interface (ACSI), 2010

[7] IEC 61869 - Part 9 : digital interface for instrument transformers, 2016, Table 902, 20

[8] Srđan Mijušković, 2022, Digitalizacija VN Postrojenja – Sampled Values, CIGRE Srbija, 6

[9] Apostolov A., 2023, Global Experience with Digital Substations, PAC World, 66, 4

[10] ISA99, Industrial Automation and Control Systems Security

[11] Srđan Mijušković, 2023, Digitalizacija VN Postrojenja – VLAN, CIGRE Srbija, 4

[12] MES Engineer, 2023, The Purdue Model of Security for Manufacturing: Safeguarding ICS, https://www.mesengineer.com/2023/08/20/the-purdue-model-of-security-for-manufacturing-safeguarding-industrial-control-systems/

[13] Brunner C., 2023, Global Experience with Digital Substations, PAC World, 66, 27

[14] Heimisson B., 2023, Global Experience with Digital Substations, PAC World, 66, 38

[15] IEC 61869 - Instrument transformers - Part 13 : stand-alone merging unit SAMU, 2021

[16] Amaral J., 2023, Energy Digital Twin applications: A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 188, 2

[17] Sleiti A., 2022, Digital twin in energy industry: Proposed robust digital twin for power plant and other complex capital-intensive large engineering systems, Energy Reports, 8, 2

[18] Pandey V., 2023, Accelerating the renewable energy sector through Industry 4.0: Optimization opportunities in the digital revolution, International Journal of Innovation Studies, 7, 171
[19] Lekić M., 2023, Komparativna analiza fotonaponskih elektrana sa monofacijalnim južno orijentisanim i bifacijalnim vertikalnim fotonaponskim panelima na Pešterskoj Visoravni, CIGRE Srbija, 9
[20] IEC 61850-7-420, 2021, Communication networks and systems for power utility automation - Basic communication structure - Distributed energy resources and distribution automation logical nodes
[21] Cleveland F., 2021, Cybersecurity for Power Systems using IEC 61850, Including Distributed Energy Resources (DER), Smart Grid Forums
[22] IEC 62443, 2021, Industrial communication networks - Network and system security
[23] IEC 62351, 2023, Power systems management and associated information exchange - Data and communications security
[24] The NIST Cybersecurity Framework (CSF) 2.0, 2024
[25] IEEE 1547.3 Guide for Cybersecurity of Distributed Energy Resources Interconnected with Electric Power Systems, 2023
[26] Andreas Klein, 2022, Cyber aware Session 6: Digital Substations, White paper and Webinar - Smart Grid Forums
[27] Jos Zenner, 2023, Virtualize applications in digital substations, Welotec: White paper and Webinar
[28] Andreas Klein, 2021, Cyber secure web desing and network, White paper and Webinar – Omicron: Route to IEC 61850
[29] Jens Ljungberg, 2018, "Evaluation of a Centralized Substation Protection and Control System for HV/MV Substation", Thesis, Uppsala universitet
[30] Marco Nunes, 2022, Substation Protection and Control virtualization revolution, PAC World, 61, 54

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-20

ICT KONCEPTI I NAČINI PRISTUPA KONCENTRATORIMA ZA DALJINSKO OČITAVANJE BROJILA

ICT CONCEPTS AND WAYS OF ACCESSING CONCENTRATORS FOR REMOTE METER READING

Siniša Anđelić, JP "Komunalno Brčko", BiH
Kemal Mahmutović, JP "Komunalno Brčko", BiH

KRATAK SADRŽAJ

Cilj ove teme je izlaganje komunikacionog koncepta od aplikacije (servera) do koncentratora za daljinsko očitavanje brojila, načinima poboljšanja komunikacije, a što za rezultat ima znatno povećanje procenta očitanih brojila električne energije. Tema bi sadržavala i elemente IT security-ja, prilagođene auditorijumu.
Prvi dio teme se odnosi na sam segment komunikacije od aplikacije do koncentratora, odnosno do 2G, 3G ili LTE modema, a po modelu proizvođača opreme (koncentratora).
Drugi dio teme se odnosi na realne uslove korišćenja koncentratora, probleme na koje se najčešće nailazi u praksi i način njihovog prevazilaženja.
Ovaj dio podrazumjeva korišćenje LAN porta koncentratora u sistemu komunikacionog koncepta za koji se u praksi uspostavilo da daje mnogo bolje rezultate prilikom očitavanja podataka, ako se kombinuje sa opremom kojoj je primarna funkcionalnost LTE i WiFi komunikacija. Tema bi se sastojala od maksimalno 10 slajdova koje bi na slikovit način prikazivale sve trenutno moguće komunikacione koncepte u cilju prilaska koncentratoru i njegovom očitavanju podataka.
Obrađeni bi bili i koncepti koji:
- su zavisni od APN-a izabranog telekom operatera (IPsec uspostavljen između EDB i telekoma)
- nezavisni od telekom operatera (uspostavljanjem sopstvenog IPsec-a)
- vezu između aplikacije (servera) i koncentratora prave putem WiFi konekcije korišćenjem sopstvenog IPsec tunela
-vezu između aplikacije (servera) i koncentratora prave putem bilo koje internet konekcije (npr. ADSL-a) korišćenjem sopstvenog IPsec tunela
Svi navedeni komunikacioni koncepti imaju niz benefita od kojih se kao najvažnije mogle izdvojiti: brži, bolji i pouzdaniji način očitavanja koncentratora, nezavisnost od telekom operatera, očitavanje na mjestima na kojima nije najbolji signal 2G, 3G ili LTE mreže, marginalizacija proizvođačevih LTE modema (do njihovog potpunog izbacivanja iz sistema očitavanja).
Tema je namijenjena svim onim koji žele da se detaljnije upoznaju sa navedenim komunikacionim konceptom, prije nabavki koncentratora, a onima koji su ih već nabavili, sigurno kao pomoć u otklanjanju problema koji su evidentni da postoje.

Ključne riječi: Koncentrator, IPsec, LTE, LAN, modem

ABSTRACT

The goal of this topic is to present the communication concept from the application (server) to the concentrator for remote meter reading, and ways of improving the communication resulting in a significant increase in the percentage of electricity energy meters that are read. The topic would also include IT security elements adjusted to the audience.
The first part of the topic is related to the communication from the application to the concentrator itself, that is to 2G, 3G or LTE modems according to the item of the manufacturer of the equipment (concentrator).
The second part of the topic is related to real conditions in which the concentrator will be used, issues that are encountered in practice most often and a way how to solve them.
This part implies the use of LAN port concentrator in the communication system concept which has turned out to produce better results for reading data if it is combined with equipment whose primary functionality is LTE and

WiFi. The topic would contain 10 slides which would vividly show all currently possible communication concepts of accessing the concentrator and its data reading.
There would also be an analysis of concepts which:
-are dependent upon a chosen telecom operator (IPsec established between EDB and a telecom)
-independent of any telecom operator (by establishing its own IPsec)
-connection between the application (server) and the concentrator via WiFi while using its own IPsec Tunnel
-connection between the application (server) and the concentrator via any Internet connection (for example ADSL) while using its own IPsec Tunnel
All the communication concepts mentioned above have a series of benefits but the most important ones that could be singled out are - faster, better and more reliable ways of concentrator reading, being independent of any telecom operators, reading at places with poor LTE network reception, marginalization of the manufacturer's LTE modems (until they are completely out of the meter reading system).
The topic is intended for all those who would like to get to know the above-mentioned communication concept in a more detailed way before purchasing the concentrator but also for those who have already purchased it to help them deal with problems that exist.

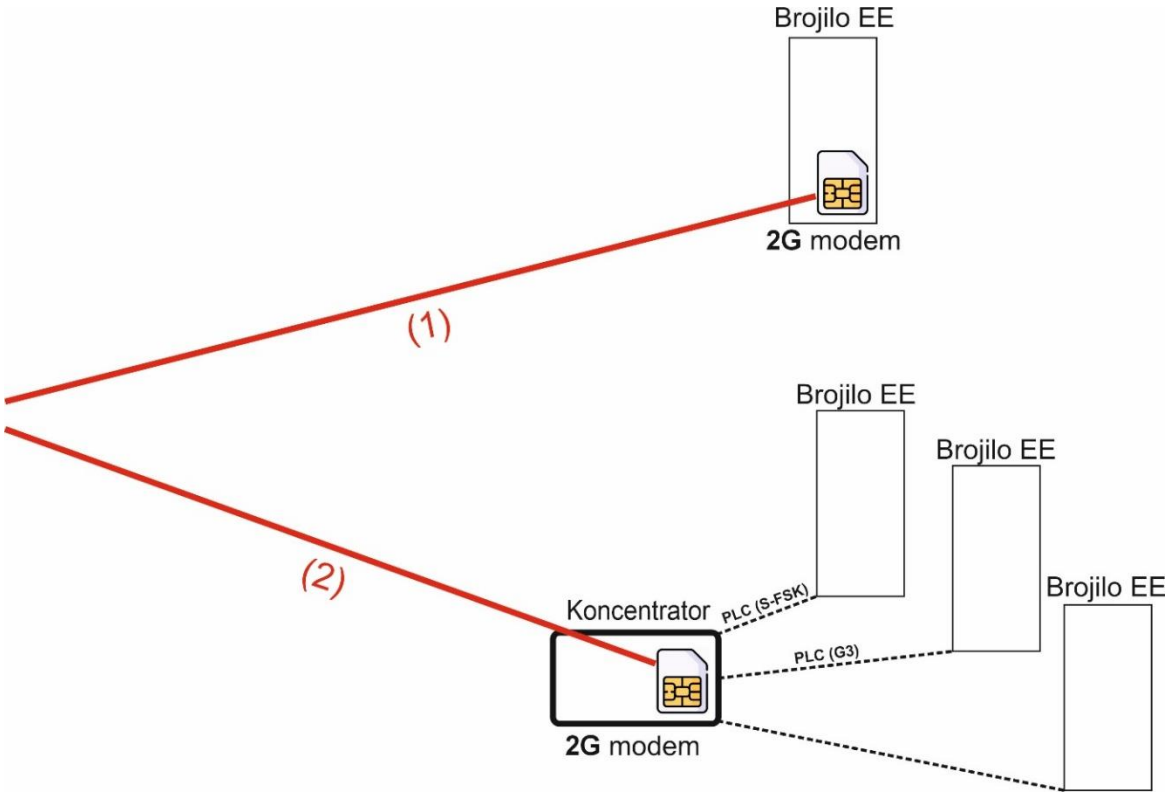
Key words: Concentrator, IPsec, LTE, LAN, modem

Siniša Anđelić, +387 66 901 878, sinisa.andjelic@komunalno.ba;
Kemal Mahmutović, +387 61 814 776, kemal.mahmutovic@komunalno.ba

1. UVOD

Daljinsko očitavanje brojila električne energije vrši se uglavnom na dva načina i to:
- modemom koji je ugrađen na samom brojilu
- modemom koji je ugrađen na koncentratoru

Predmet ovoga rada nije komunikacija sa modemima koji su ugrađeni u brojila električne energije (Sl. 1 oznaka (1)), kao ni komunikacija po PLC-u bilo da se radi o S-FSK ili G3 brojilima, nego ćemo se baviti komunikacijom isključivo vezanoj za koncentratore (Sl. 1 oznaka (2))
Dosadašnjii koncept zasniva se na upotrebi APN-ova, odnosno SIM kartica sa opremom koju isporuči proizvođač opreme.



Sl.1 – Osnovni komunikacioni koncept proizvođača opreme

U narednim poglavljima bavićemo se iznošenjem koncepata koji će napraviti potpunu nezavisnost od proizvođačevih modema, nezavisnost od telekomovih APN-ova, pa čak i nezavisnost od samih mobilnih operatera, a sve u cilju poboljšanja komunikacije (samim tim i očitavanja) kada je u pitanju komunikacija sistema sa koncentratorima.
Da bismo mogli pratiti naredna izlaganja navešćemo brzine prenosa podataka u zavisnosti od primjenjenih tehnologija, a koji su podržani od strane naših operatera za prenos mobilnih podataka:

GSM (Global System for Mobile Communications)
2G -- 9.6 Kbps

GPRS (General packet radio services)
2.5G -- 35 Kbps to 171 kbps

EDGE (Enhanced Data rates for GSM Evolution)
2.75G -- 120 Kbps to 384 Kbps

UMTS (Universal Mobile Telecommunications System)
3G -- 384 Kbps to 2 Mbps

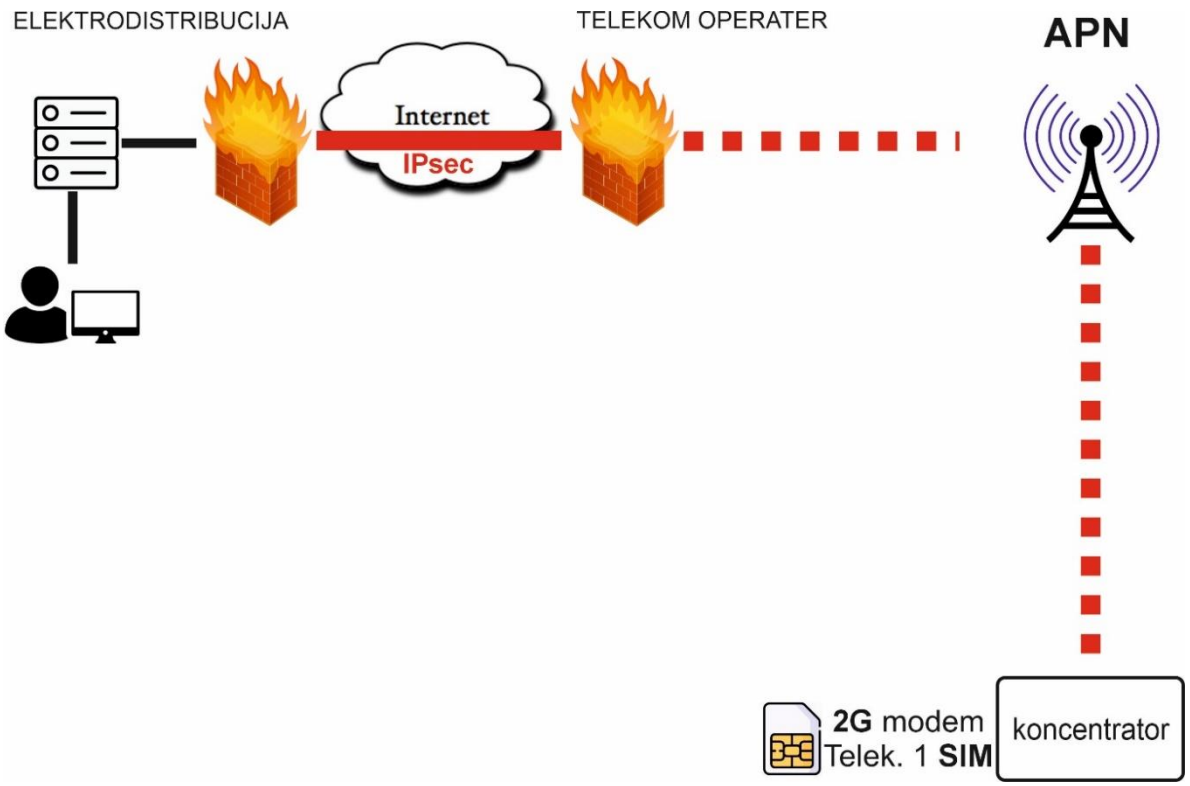
HSPA (software upgrade to UMTS, theoretical 42 Mbps)
3.5G -- 600 Kbps to 10 Mbps

WiMAX/**LTE** (theoretical 100Mbps)
4G -- 3 Mbps to 10 Mbps

2. IPSEC VEZA ELEKTRODISTRIBUCIJE I TELEKOM OPERATERA POSREDSTVOM TELEKOMOVIH APN-OVA

2.1 IPsec i APN veza korišćenjem 2G/3G modema proizvođača koncentratora

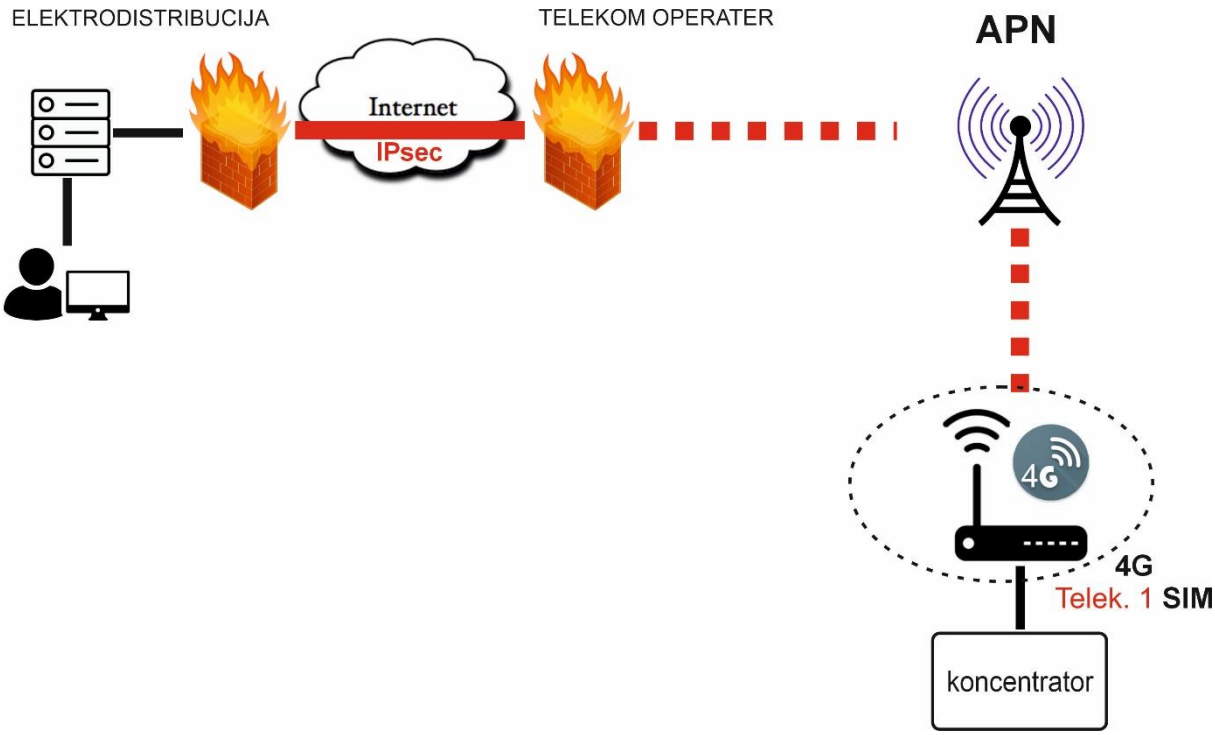
Na Sl. 2 data je IPsec i APN veza korišćenjem 2G/3G modema proizvođača koncentratora i predstavlja minimum komunikacije. Ovakav način komunikacije ima manu jako malu komunikacionu brzinu i to:
- 9.6 Kbps ako je u pitanju **GSM (2G)** komunikacija
- 384 Kbps ako je u pitanju **UMTS (3G)** komunikacija



Sl.2 – IPsec i APN veza korišćenjem 2G/3G modema proizvođača koncentratora

2.2. IPsec i APN veza korišćenjem eksternog 4G/LTE modema

Na Sl. 3 data je IPsec i APN veza korišćenjem eksternog 4G/LTE modema i predstavlja značajno unapređenje komunikacije. Ovakav način komunikacije ima niz prednosti u odnosu na prethodni koncept:
- izuzetno veliku brzinu od **3 Mbps** ako je u pitanju **LTE (4G)** komunikacija, a što predstavlja povećanje brzine minimalno 32 puta u odnosu na **GSM (2G)** komunikaciju
- upotrebu modema proizvođača čija je osnovna djelatnost ICT što daje mogućnost redovnog firmware-ovanja
- mogućnost vanjske instalacije što značajno utiče na kvalitet veze
- upotreba LAN porta na koncentratoru sa brzinama od 10/100 Mbps



Sl.3 – IPsec i APN veza korišćenjem eksternog 4G/LTE modema

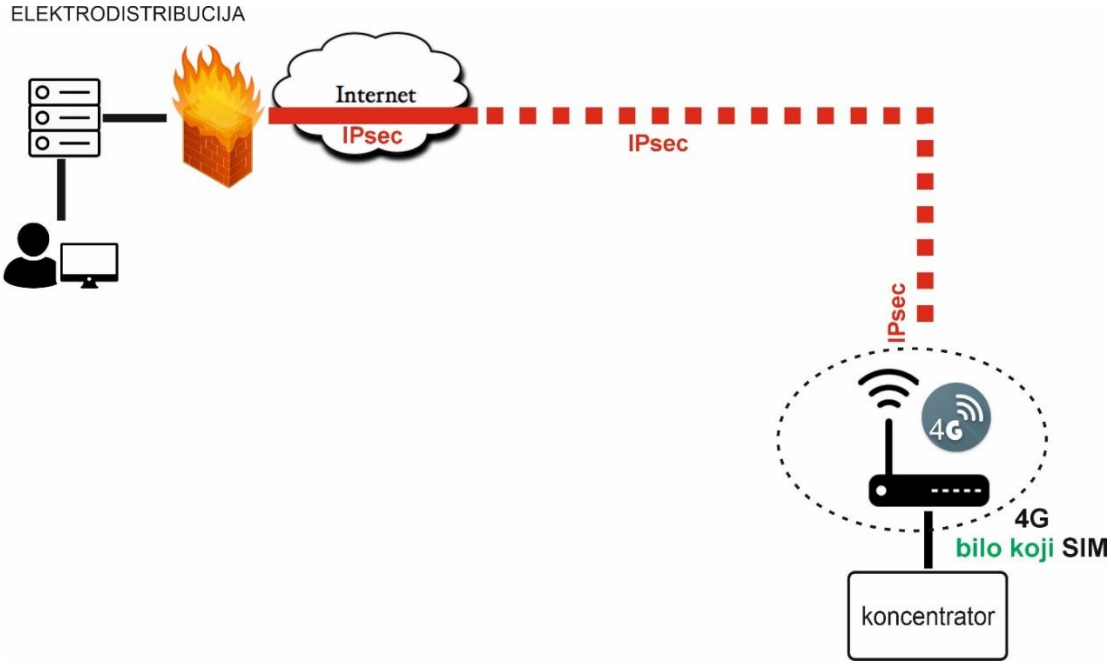
U praksi je zabilježen sledeći slučaj:
- prilikom očitavanja 357 brojila sa koncentratora po komunikacionom konceptu na Sl.1, broj neočitanih iznosio je 101
- prilikom očitavanja 357 brojila sa koncentratora po komunikacionom konceptu na Sl.2, broj neočitanih iznosio je 4, a i za ova preostala 4 postojao je opravdan razlog (isključeni sa mreže)

Korišćenje ovog koncepta u odnosu na prethodni je neupitan.

3. DIREKTNA IPSEC VEZA UNUTAR SAME ELEKTRODISTRIBUCIJE

3.1 direktna IPsec veza unutar same elektrodistribucije putem mobilne mreže bez telekomovih APN-ova

Na Sl. 4 data je direktna IPsec veza unutar same elektrodistribucije putem mobilne mreže bez telekomovih APN-ova i predstavlja još veći stepen unapređenja komunikacije. Sve prednosti prethodnog koncepta važe i ovdje s tim što ćemo navesti samo dodatne prednosti:
- potpuna nezavisnost od telekomovih APN-ova
- security potpuno pod kontrolom elektrodistribucije
- potpuna nezavisnost od izbora samog telekom operatera
- upotreba na mjestima gdje se razlikuju jačine signala telekom operatera

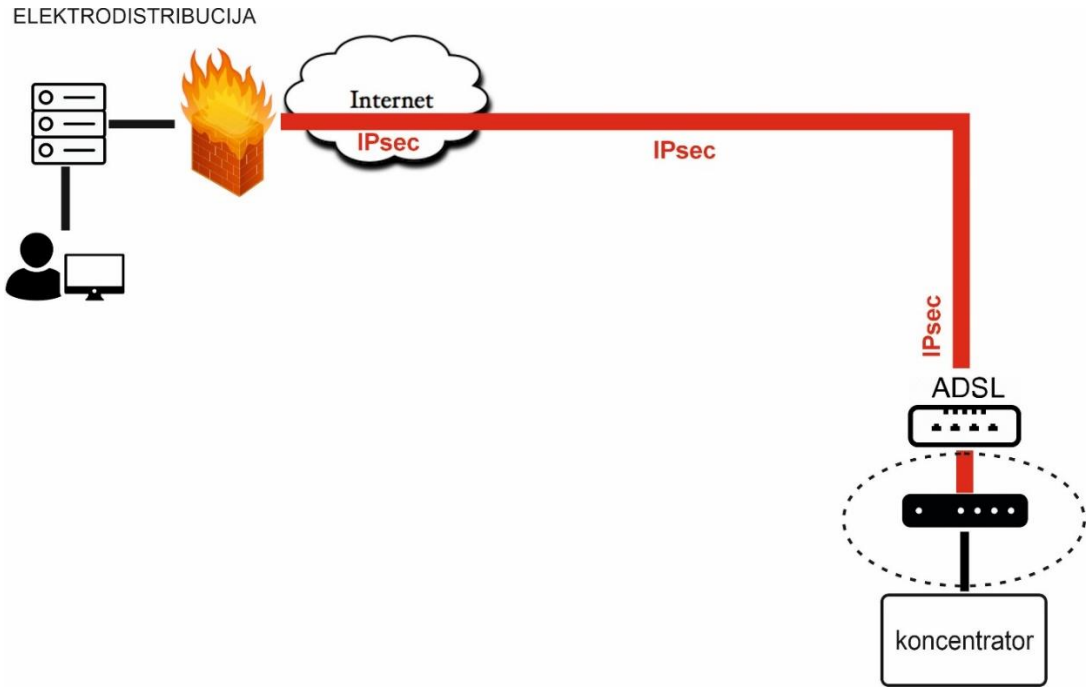


Sl.4. direktna IPsec veza unutar same elektrodistribucije putem mobilne mreže bez telekomovih APN-ova

U praksi je zabilježen sledeći slučaj:
- na trafo području gdje nije bila dostupna mreža telekom operatrera 1, zamjenom SIM kartice i korišćenjem usluge telekom operatera 2 postignuta je funkcionalnost komunikacije sa koncentratorom i očitana su sva brojila.

3.2 direktna IPsec veza unutar same elektrodistribucije putem ADSL konekcije

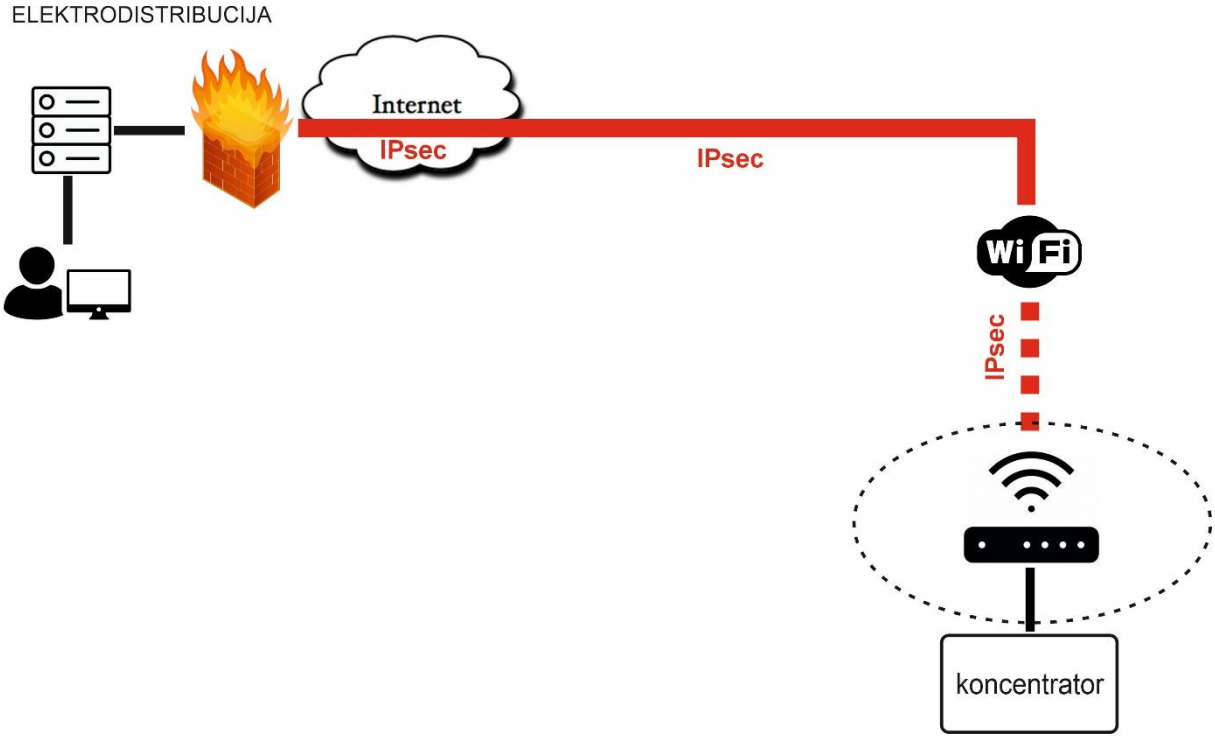
Na Sl. 5 data je direktna IPsec veza unutar same elektrodistribucije putem ADSL konekcije. Karakteristike ovog komunikacionog koncepta su:
- security potpuno pod kontrolom elektrodistribucije
- potpuna nezavisnost od izbora samog telekom operatera
- nezavisnost od mobilne mreže (SIM kartice)
- upotreba na mjestima gdje ne postoji mogućnost prenosa podataka putem mobilne mreže



Sl.5. direktna IPsec veza unutar same elektrodistribucije putem ADSL konekcije

3.3 direktna IPsec veza unutar same elektrodistribucije putem WiFi konekcije

Na Sl. 6. data je direktna IPsec veza unutar same elektrodistribucije putem WiFi konekcije. Karakteristike ovog načina komunikacije su:
- security potpuno pod kontrolom elektrodistribucije
- telekom operater nije potreban (potreban je samo izlaz na internet putem WiFi-ja)
- upotreba na mjestima gdje ne postoji mogućnost prenosa podataka putem mobilne mreže



Sl.6. direktna IPsec veza unutar same elektrodistribucije putem WiFi konekcije

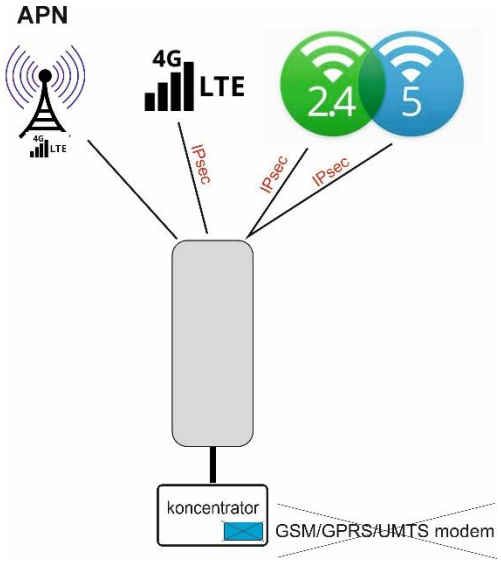
U praksi su zabilježeni sledeći slučajevi:
- na dva trafo područja gdje nije bilo mobilne mreže ni jednog telekom operatera primjenjen je ovaj koncept i uspješno su očitana sva brojila.
- iako se ne radi o trafo područjima sa velikim brojem brojila značaj ovog koncepta je u tome što su trafo područja udaljena od podružnice elektrodistribucije i njihovo očitavanje uvijek je bilo otežano iz više razloga, od kojih su najznačajniji konfiguracija terena i nepristupačnost.

4. UPOTREBA EKSTERNIH MULTIFUNKCIONALNIH MODEMA

Imajući u vidu izneseno u Poglavljima 2 i 3 postavlja se pitanje da li postoji univerzalni uređaj koji će značajno unaprijediti komunikaciju u odnosu na modem koji se nalazi u koncentratorima?

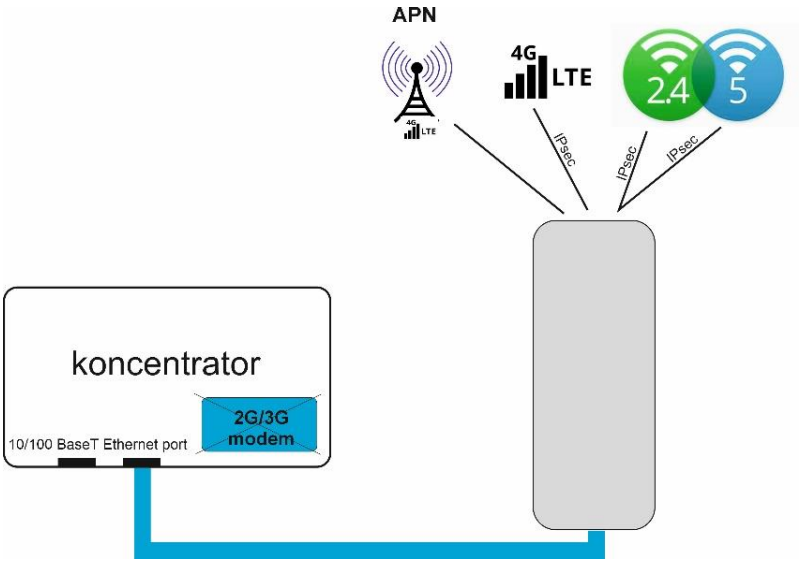
Na našem tržištu postoje modemi koji će zadovoljiti sve tražene uslove:
- upotrebu modema proizvođača čija je osnovna djelatnost ICT što daje mogućnost redovnog firmware-ovanja
- podrška za 4G/LTE
- podrška za WiFi na 2,4 GHz
- podrška za WiFi na 5 GHz
- mogućnost vanjske instalacije
- rad sa APN-ovima, a istovremeno mogućnost potpune nezavisnosti od telekomovih APN-ova
- podrška za IPsec
- security potpuno pod kontrolom elektrodistribucije
- potpuna nezavisnost od izbora samog telekom operatera

Na Slici 7 dat je prikaz eksternog multifunkcionalnog modema sa svim mogućnostima koji su izneseni u prethodnim poglavljima



Sl.7. Eksterni multifunkcionalni modem

Slika 8. predstavlja upotrebu LAN portova na koncentratoru koji su nedovoljno iskotišteni u komunikacionim konceptima



Sl.8. Upotreba LAN portova na koncentratoru

5. ZAKLJUČAK

Imajući u vidu izneseno, nesumnjivo je da je za očitavanje brojila električne energije po PLC-u potrebno obezbijediti stabilnu i fleksibilnu komunikaciju na liniji sistem – koncentrator.
Proizvođačima koncentratora primarna djelatnost nije proizvodnja modema, bilo da se radi o integrisanom ili modularnom tipu. Samim tim pred njima je i sam izazov proizvodnje modema, gdje faktički moraju pokazati da su u rangu vendora kojima je proizvodnja mrežne ICT opreme - core.
Ovdje treba uzeti i efekat nefleksibilnosti prilagođavanja tehnologijama (nemogućnost kreiranja IPsec-a, nemogućnost WiFi konekcije...)
S druge strane, svi koncentratori imaju nedovoljno iskorišćen LAN port, čija brzina od 10/100 Mbps je više nego zadovoljavajuća.
Za sve one koji se upuštaju u nabavke koncentratora sa modemima, treba da razmisle da li je to optimalno rješenje, jer za razliku u cijeni koncentratora sa modemom i koncentratora bez modema, sigurno će se pokriti troškovi nabavke eksternih multifunkcionalnih modema sa svim mogućnostima i karakteristikama navedenim u ovom radu.
Za sve one koji su izvršili nabavke koncentratora sa modemima, a za koje test pokaže da “usko grlo” predstavlja modem, neophodna je nabavka eksternih multifunkcionalnih modema, što i ne predstavlja neko opterećenje na budžet.
Za sva dodatna pitanja, autori vam stoje na raspolaganju.

LITERATURA

[1] https://www.fortinet.com
[2] https://mikrotik.com
[3] https://www.landisgyr.eu/devices
[4] https://iskraemeco.com/offering/devices
[5] https://www.mikroelektronika.net/sr/koncentrator-mec
[6] https://www.meterandcontrol.com/products/ami-devices/coda11

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-21

MJERINFO - PLATFORMA ZA POHRANU I ANALIZE VREMENSKIH SERIJA

MJERINFO - PLATFORM FOR STORAGE AND ANALYSIS OF TIME SERIES

Kristijan-Frano Ćavar, HEP ODS, Hrvatska
Branimir Gabrić, HEP ODS, Hrvatska
Ivan Periša, HEP ODS, Hrvatska
Ivica Brstilo, HEP ODS, Hrvatska

KRATAK SADRŽAJ

Referat opisuje MJERinfo projekt – platformu za pohranu i analize vremenskih serija procesnih podataka HEP ODS-a. Koristeći vremenske serije iz MJERinfo baze podataka (SCADA mjerenja, mjerenja na sučelju s prijenosnom mrežom, mjerenja iz elektrana iz AMR sustava, podaci iz DHMZ, podaci s IOT uređaja..) kreiran je ekosustav aplikacija koje automatiziraju različite procese s ciljem stvaranja dodatnih informacija koje bi bile od pomoći vođenju distribucijskog sustava. U prvom dijelu referata pobliže ćemo predstaviti MJERinfo alate koji se svakodnevno koriste za kreiranje analiza i izvještaja. U drugom dijelu rada dotaknut ćemo se web aplikacija za vizualizacije informacija dobivenih proračunima iz vremenskih serija MJERinfo baze podataka. Na kraju ćemo se dotaknuti DMS funkcija koje koristimo u vođenju sustava a koje smo razvili na tehnologijama otvorenog koda.

Ključne riječi: baza za pohranu vremenskih serija, analitički alati, vizualizacija podataka, DMS

ABSTRACT

The paper describes the MJERinfo project - a platform for storing and analysis of time series of process data from the HEP ODS. Utilizing time series from the MJERinfo database (SCADA measurements, interface measurements with the transmission network, measurements from power plants from the AMR system, data from DHMZ), an ecosystem of applications has been created to automate various processes aimed at generating additional information to aid in the management of the distribution system. In the first part of the paper, we will present in more detail the MJERinfo tools that are used daily for creating analyses and reports. In the second part of the work, we will touch upon web applications for visualizing information obtained from calculations of time series in the MJERinfo database. Finally, we will discuss the DMS functions we use in system management, which have been developed using open-source technologies.

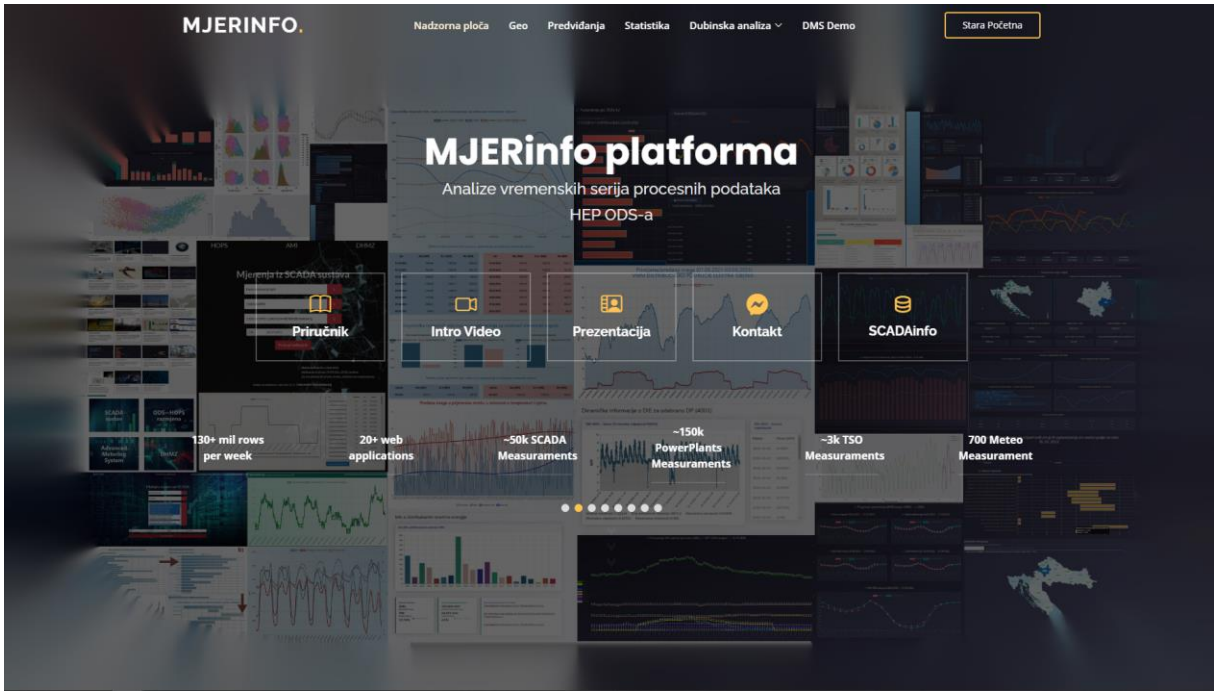
Key words: time series database, analytical tools, data visualization, DMS

1. UVOD

Povećan broj IoT (Internet stvari) uređaja zahtijeva sustave koji mogu obrađivati velike količine mjerenja unutar jedinice vremena, što je dovelo do nastanka baza za pohranu vremenskih serija. U slučaju HEP ODS-a, za pohranu velikih količina mjerenja s vremenskim oznakama koristi se InfluxDB, baza za pohranu vremenskih serija, koja predstavlja srce sustava unutar tvrtke, poznata pod radnim nazivom MJERinfo platforma.

InfluxDB se koristi u kombinaciji s različitim softverskim rješenjima otvorenog koda, poput MongoDb baze koja služi za pohranu metapodataka o mjerenjima ili PostgreSQL baze koja služi za pohranu događaja. U kontekstu Sektora za vođenje HEP ODS-a, ovo se odnosi na prikupljanje mjerenja i događaja iz različitih SCADA sustava, meteoroloških podataka te mjerenja iz susjednih sustava koji su ključni za pravilno vođenje pogona: mjerenja operatora prijenosnog sustava te mjerenja s pametnih brojila.

Na temelju podataka iz navedene baze, razvijen je ekosustav web aplikacija koji se zajednički naziva MJERinfo web aplikacije.



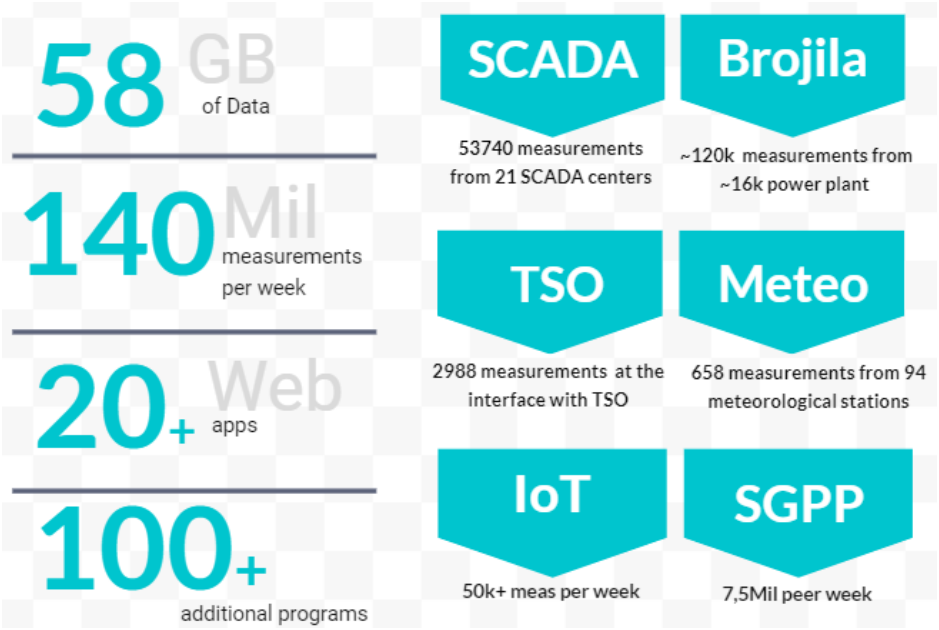
Slika 1. Home page MJERinfo web aplikacija

Trenutno u sustavu imamo aktivnih 20-ak web aplikacija koje se dijele na aplikacije za vizualizaciju podataka i alate za rad s vremenskim serijama.
Kroz različite vizualizacije kreirani su brojni nadzorni paneli koji opisuju kretanje opterećenja distribucijskog sustava, od proizvodnje pojedinog distribucijskog izvora, preko opterećenja pojedinih vodova i trafostanica pa sve do razmjene s prijenosnom mrežom.

Vizualizacije su dostupne za različita geografska područja u različitim vremenskim intervalima, prilagođene potrebama korisnika aplikacija, dispečera i administratora sustava. Na temelju različitih aplikacija za vizualizaciju, razvijena je i aplikacija MJERinfo Panel koja u stvarnom vremenu prikazuje sve važne događaje u sustavu diljem HEP ODS-a.

MJERinfo Alati obuhvaćaju grupu aplikacija unutar ekosustava. Osim pristupa svim mjerenjima iz MJERinfo baze podataka, korisnicima su dostupne web aplikacije koje nude automatizirana sučelja za zadatke nužne u vođenju sustava: vektorski kalkulator, aplikacija za usporedbu mjerenja, aplikacija za rasterećenje sustava, prognoza opterećenja distribucijske mreže, aplikacija za kontrolu napona te aplikacije za detaljniji uvid u različita mjerenja.

Sve aplikacije su razvijene interno unutar tvrtke i na brz i jednostavan način automatiziraju brojne svakodnevne procese u Sektoru za vođenje sustava HEP ODS-a.

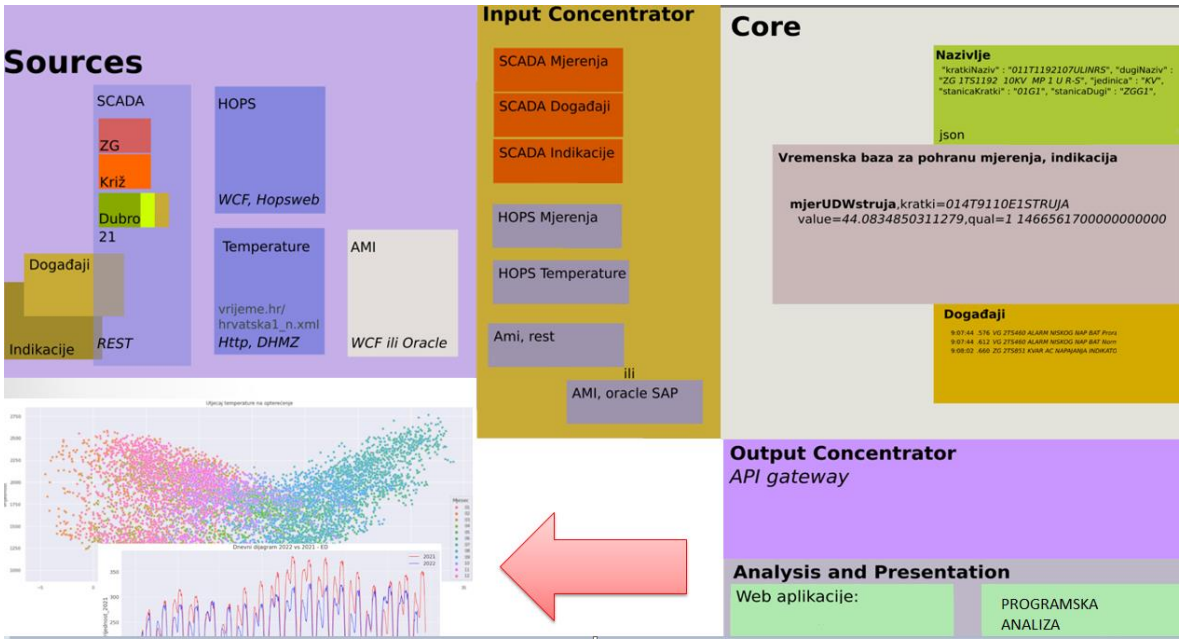


Slika 2. MJERinfo platforma kroz brojke (Ožujak 2024.)

2. ARHITEKTURA SUSTAVA

Gledajući u smjeru kazaljke na satu, na početku se nalaze "Izvori". To su brojni adapteri koji dohvaćaju podatke iz vanjskih sustava putem web servisa ili vanjskih skripti. Nakon toga dolazi "Ulazni koncentrator" koji poziva web servise iz prethodnog kvadrata.
Podaci se obrađuju, normaliziraju i prosljeđuju "Jezgri" sustava. Vrijednosti s vremenskom oznakom ulaze u bazu za pohranu vremenskih serija, dodatne informacije o mjerenjima u dokument-orijentiranu bazu, a događaji u relacijsku bazu podataka. Nadalje, u ljubičastom kvadratu prikazan je API Gateway, koji korisniku izlaže programske metode za pristup podacima: informacije o kontekstu mjerenja, vrijednostima mjerenja i slično.

Konačno, u zadnjem kvadratu (Analiza i prezentacije) prikazane su same primjene: web aplikacije s bogatim prikazom ili Python bilježnice s odgovarajućim proračunima korisnika.
Tijekom vremena, stvorene su dodatne dokument-orijentirane baze u koje se upisuju različiti proračuni kreirani nad osnovnim podacima. Također, razvijen je čitav niz REST API-ja koji opslužuju web aplikacije ili krajnje korisnike samostalnih skripti.



Slika 3.Logička arhitektura sustava

MJERINFO WEB APLIKACIJE

Kao što smo već istaknuli, MJERinfo platforma trenutno obuhvaća 20 aktivnih web aplikacija, koje funkcijski dijelimo na web aplikacije za vizualizaciju podataka i aplikacije koje služe kao alati za samostalan rad s vremenskim serijama. Slikovni prikaz podjele MJERinfo web aplikacija, uz kratke opise svake pojedine aplikacije, dostupan je na Slici 4.

Slika 4. Funkcijska podjela MJERinfo web aplikacija

Aplikacije su razvijene u koristeći tehnologije otvorenog koda (eng. Open Source) pa možemo reći da je cijeli sustav zapravo napravljen za nula kuna. Osim navedenih web aplikacija, važno je spomenuti i automatizirane e-mail izvještaje koji se šalju na adrese otprilike 70 sistemskih inženjera/dispečera svakodnevno. Ti izvještaji pružaju personalizirane analize distribucijskog sustava za prethodnih 24 sata, uključujući energetske i procesne izvještaje. Osim web aplikacija, korisnicima MJERinfo platforme omogućen je i pristup putem Jupyter Hub-a, što im omogućuje samostalnu analizu podataka s platforme.

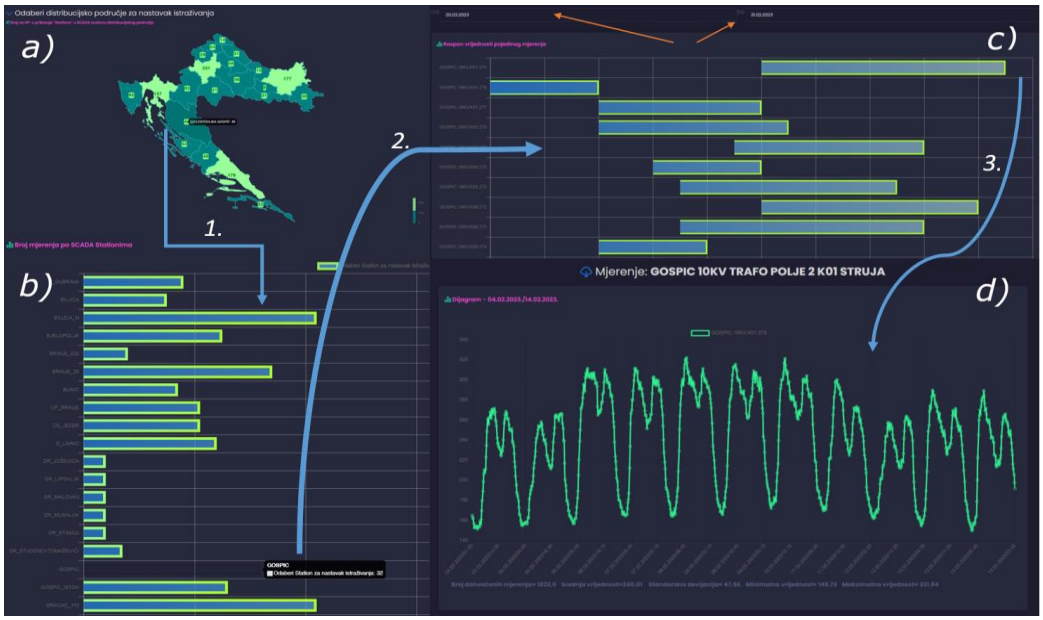
3. MJERINO ALATI

MJERinfo Alati predstavljaju grupu aplikacija iz MJERinfo ekosustava koje korisniku nude pristup svim podacima u sustavu. Osim pristupa „raw“ mjerenjima putem osnovne aplikacije korisniku su omogućene web aplikacije koje nude automatizirana sučelja za poslove koji su neophodni u vođenju sustava. U nastavku rada opisujemo neke od aplikacija uz odgovarajuće ekranske prikaze web aplikacija MJERinfo alata.

3.1. Drill Down aplikacije

Izraz *„Drill Down“* ili (hrv. propadanje) u informatici predstavlja hijerarhijsko putovanje podacima počevši od opće kategorije te se dalje spuštajući željenom podatku putem uzastopnih upita na bazu koji se ostvaruju jednim klika miša, pri čemu svaki upit proširuje prethodni te se kroz par klikova korisnik dolazi do konačnog traženog rezultata. U slučaju MJERinfo DrillDown aplikacije (Slika 4.) putovanje izgleda:

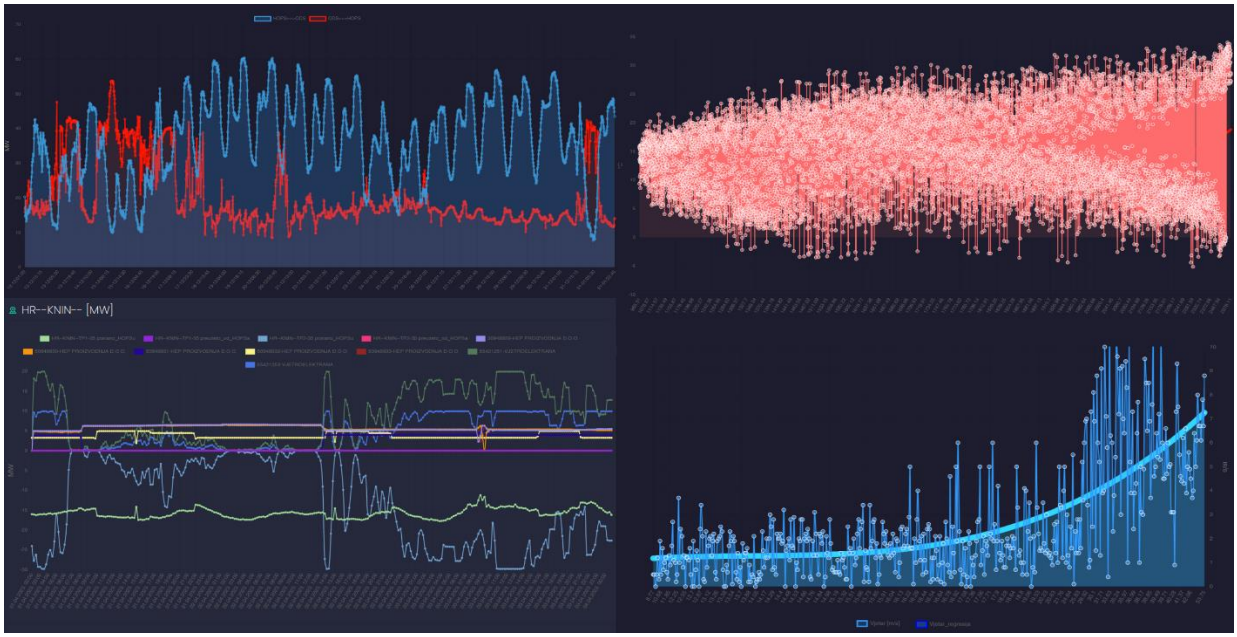
geografski prikaz (a) -> odabir trafostanice (b)-> odabir mjerenja i vremenskog raspona (c)-> rezultantna vremenska serija (d)



Slika 5. Primjer „Drill Down“ putanje do vremenske serije odabranog mjerenja

3.2. Usporedba mjerenja

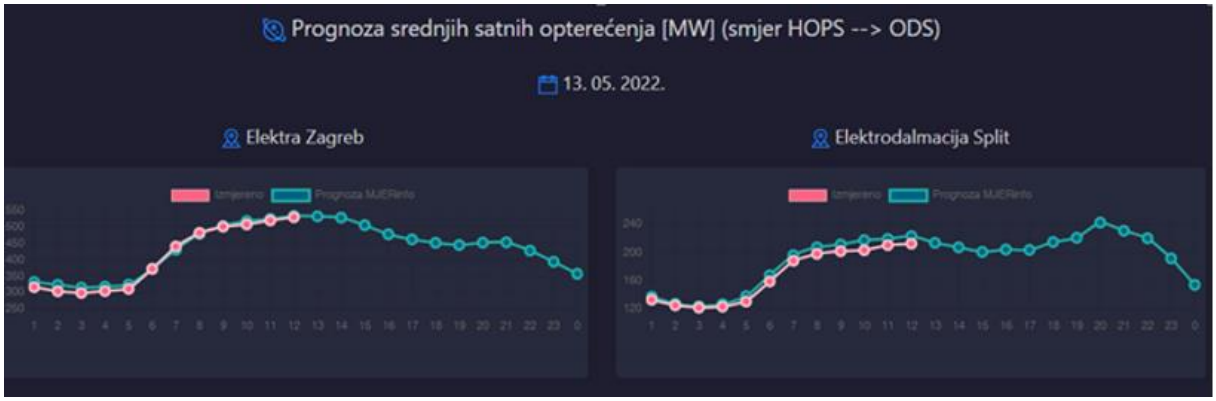
Aplikacija usporedbe mjerenja korisniku aplikacije nudi razne forme za analize mjerenja. Izdvajamo analizu usporedbe mjerenja u različitim godinama uz prikaz utjecaja meteoroloških uvijeta na promatrano mjerenje. Također, aplikacija za usporedbu omogućuje računanje i prikaz razmjene snage na sučelju s prijenosnom mrežom. Proračun usporedbe dostupan je za svako distribucijsko područje i za svaki transformator preko kojeg je moguća razmjena energije.



Slika 6. Usporedba različitih mjerenja kroz MJERinfo web aplikaciju

3.3. Prognoze opterećenja

Promatrajući vremenske nizove nastojimo predvidjeti buduće kretanje promatrane varijable. Tako i u slučaju Sektora za vođenje sustava HEP ODS-a; nastoji se prognozirati opterećenje distribucijskog sustava. Aplikacija MJERinfo prognoze opterećenja prikazuje satne vrijednosti predviđanja 24 sata unaprijed za 4 centra (Zagreb, Split, Osijek, Rijeka) te cijeli sustav HEP ODS-a. Program osim navedene prognoze po distribucijskim područjima nudi mogućnost prognoze za svaku transformatorsku stanicu 110/x kV. Na Slici 8. nalazi se ekranski prikaz web aplikacije s rezultatima prognoze.



Slika 7. Primjer prognoze opterećenje dijela distribucijske mreže

3.4. Kontrola naponskih mjerenja

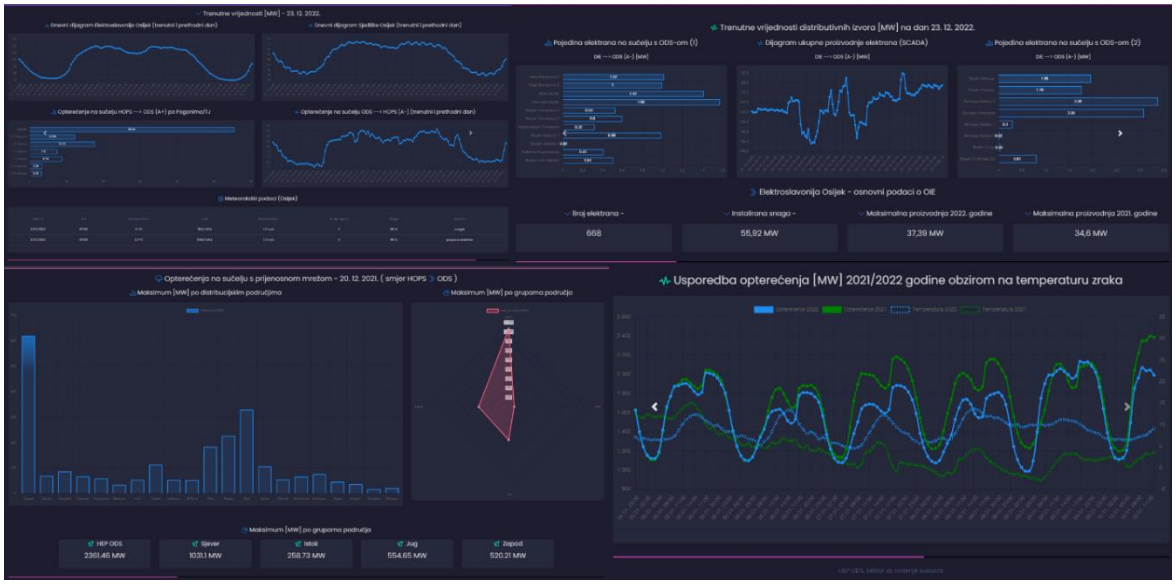
U ovisnosti od odabira vremenskih granica analize, aplikacija za kontrolu napona u distribucijskoj mreži proziva sva dostupna naponska mjerenja i klasterizira ih prema distribucijskom području i naponskoj razini mjerenja. Prema postavljenim uvijetima i graničnim vrijednostima u kojima se napon može kretati, aplikacija pronalazi "nekvalitetna" mjerenja. U trenutku pisanja ovog rada obrađuje se oko 11000 različitih naponskih mjerenja z SCADA sustava te mjerenja napona iz svih elektrana spojenih na distibucijsku mrežu.

Slika 8. Primjer kontrole napona kroz MJERinfo

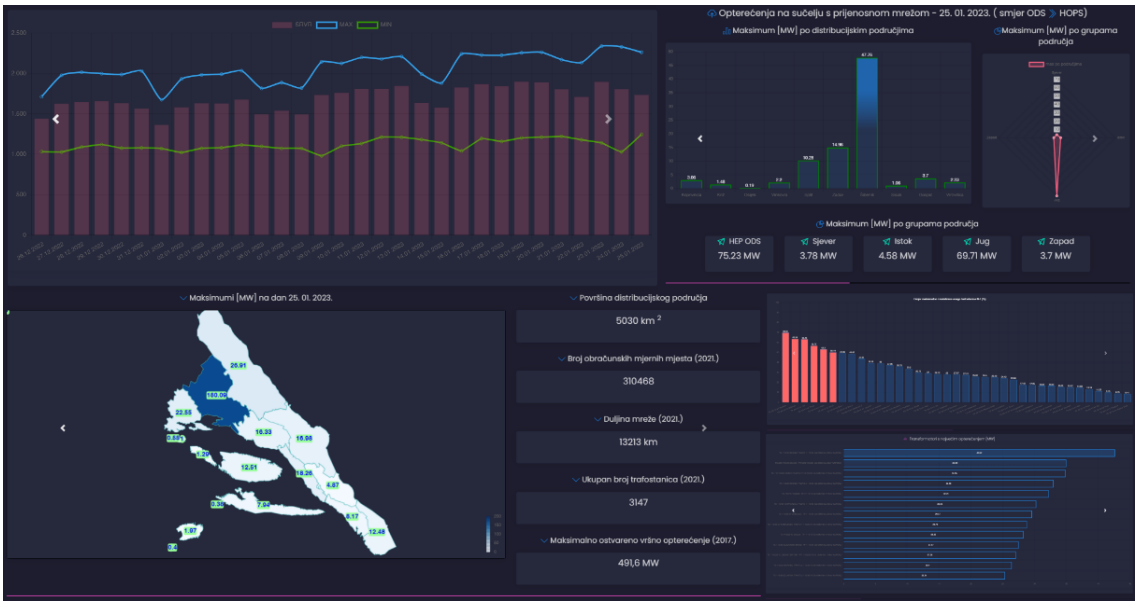
4. MJERINFO VIZUALIZACIJE

Budući da u MJERinfo eko sustavu postoji veći broj web aplikacija koji se bave vizualizacijom različitih informacija s MJERinfo platforme, najvažnije rezultate smo objedinjeni pod jednu centralnu aplikaciju – *„MJERinfo Panel“* koja se da predstaviti kao nadzorna ploča (eng. *dashboard*) sa svim ključnim informacija jednog distribucijskog sustava.
Kroz web aplikaciju MJERinfo Panel različite informacije se prikazuju kroz karusel (pokretni kružni panel) koji se automatizmom osvježava novim podacima svakih 10 minuta. Osim centralnog panela čije se informacije prikazuju stanje cijele distribucijske mreže HEP ODS-a, kreirani su i paneli s podacima za pojedina distribucijska područja. Karuseli pojedinog panela satkani su od 10-ak različitih ekranskih prikaza koji se u prvom planu aplikacije prikazuju 30 sekundi, a neke od glavnih informacija koje panel donosi su:

- Geografska vizualizacija informacija po distribucijskim područjima/
- Primljena/ preuzeta energija prema grupama područja/distribucijskim područjima
- Dnevni minimumi/maksimumi prema distribucijskim područjima/terenskim jedinicama
- Dnevni dijagrami 15-minutnih vrijednosti za različita područja i sučelja
- Usporedba dnevnih vrijednosti opterećenja i temperature s prošlogodišnjim podacima
- Dijagrami dnevnih opterećenja u prošlih 30 dana
- Proizvodnja pojedinih obnovljivih izvora energije
- Pregled proizvodnje sumirano prema različitim tipovima elektrana
- Maksimalne vrijednosti trafostanica u usporedbi s instaliranom snagom u realnom vremenu



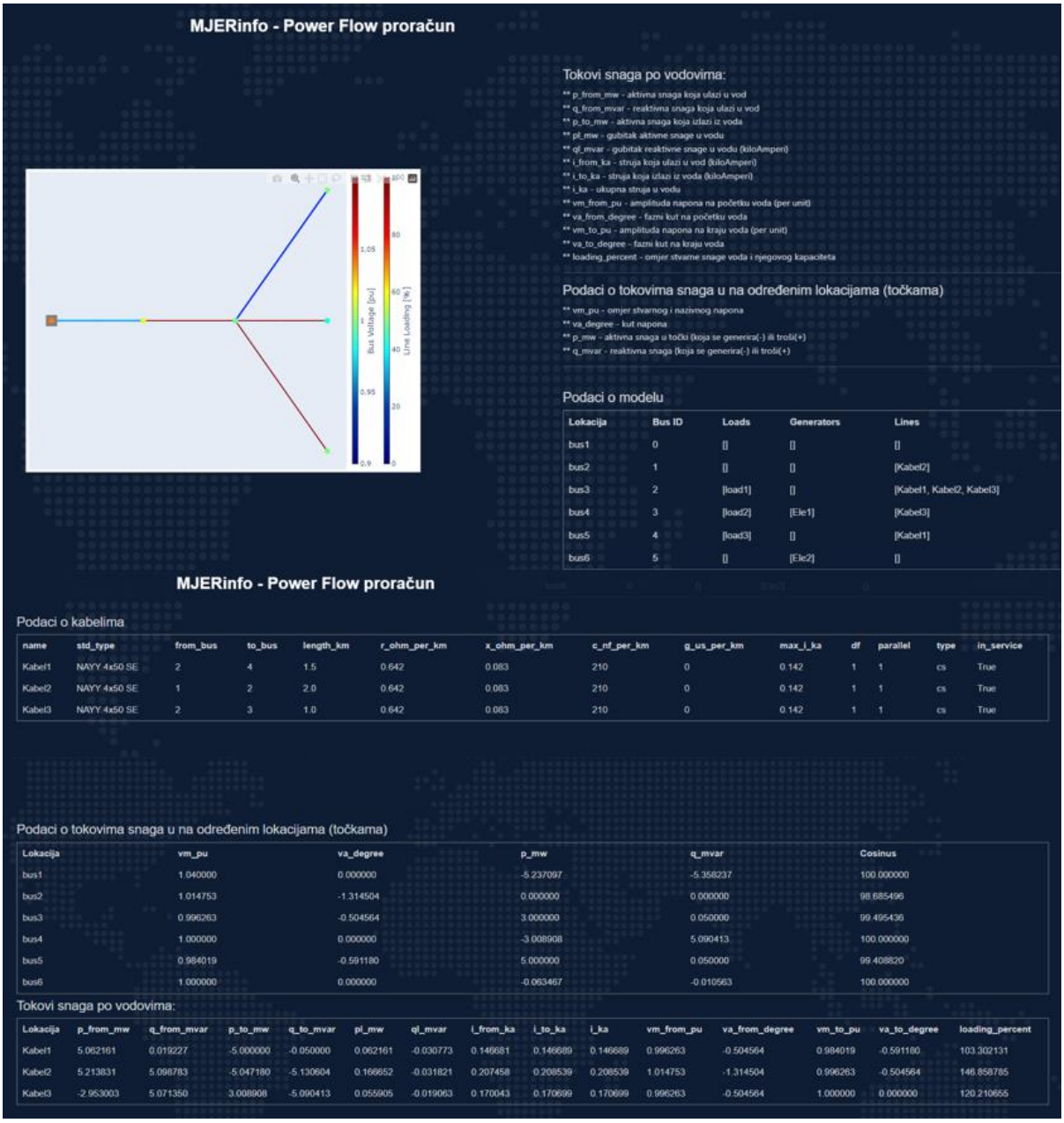
Slika 9. MJERinfo Panel – kolaž različitih ekranskih prikaza koji se ciklički pojavljuju na karuselu (a)



Slika 10. kolaž različitih ekranskih prikaza koji se ciklički pojavljuju na karuselu (b)

5. MJERINFO DMS FUNKCIJE

U kontekstu MJERinfo aplikacija koristeći tehnologije otvorenog koda kreirali aplikaciju koja računa tokove snaga na određenim dijelovima mreže. Kreiran je i web modul koji je stavljen na raspolaganje krajnjim korisnicima. Na istima je da putem web formi i ponuđenih podatka za vodove i transformatore kreiraju svoj vlastiti model mreže iz kojeg se kasnije računa Power Flow analiza.



Slika 11. Rezultat PF analize kroz MJERinfo web aplikaciju

6. ZAKLJUČAK

Analiza podataka postala je nužnost i obaveza u svakom naprednom poslovnom procesu, predstavljajući važan korak u donošenju poslovnih odluka. Bez obzira na poslovnu granu, ekspanzija analize velikih količina podataka (Big Data Analysis) postala je neizbježna, posebno u energetskim tvrtkama, kako bi se izvlačile dodatne informacije ključne za poslovne procese. U skladu s tim, nastala je MJERinfo platforma koja postavlja temelje za naprednije analize i proračune procesnih podataka u HEP ODS-u.

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-22

IZAZOVI U REALIZACIJI „PILOT PROJEKTA UVOĐENJA NAPREDNIH MREŽA“ – PA 1: NAPREDNA MJERNA INFRASTRUKTURA U HEP - ODS D.O.O. ELEKTRI ZAGREB

CHALLENGES IN THE IMPLEMENTATION OF THE „SMART GRID PILOT PROJECT“ – FUNCTIONAL AREA: SMART METERING INFRASTRUCTURE IN HEP - DSO D.O.O. ELEKTRA ZAGREB

Bernarda OSTOJIĆ, HEP - ODS d.o.o. Elektra Zagreb, Hrvatska
Joško GRAŠO, HEP - ODS d.o.o. Elektra Zagreb, Hrvatska
Anton MARUŠIĆ, HEP - ODS d.o.o. Elektra Zagreb, Hrvatska

KRATAK SADRŽAJ

HEP – Operator distribucijskog sustava d.o.o. je u razdoblju od svibnja 2018. g. do studenog 2023. g. proveo „ Pilot projekt uvođenja naprednih mreža “. Jedna od pilot lokacija je HEP - ODS d.o.o. Elektra Zagreb na čijem je distribucijskom području provedena projektna aktivnost: Napredna mjerna infrastruktura. Projektna aktivnost je obuhvaćala ugradnju sumarnih brojila u transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV, ugradnju koncentratora podataka u transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV te ugradnju naprednih brojila kod krajnjih korisnika mreže. Ciljevi projektne aktivnosti su povećanje broja krajnjih korisnika mreže s pristupom naprednoj mreži tj. broja krajnjih korisnika mreže koji će biti opremljeni sustavima naprednog mjerenja, stvaranje preduvjeta za povećanje pouzdanosti napajanja električnom energijom, stvaranja preduvjeta za integraciju distribuiranih izvora, kroz bolji uvid u opterećenja i tokove snaga u mreži i detaljne podatke o proizvodnji distribuiranih izvora radi točnijeg prognoziranja proizvodnje električne energije. Napredna mjerna infrastruktura će omogućiti precizniji izračun gubitaka i lociranje područja s povećanim gubicima u distribucijskoj mreži, praćenje potrošnje električne energije i aktivno upravljanje potrošnjom na razini krajnjih korisnika mreže. Uz povećanje učinkovitosti distribucije električne energije kroz smanjenje tehničkih i netehničkih gubitaka, primjena napredne mjerne infrastrukture omogućit će prikupljanje podataka o broju krajnjih korisnika mreže obuhvaćenih prekidom te stvarnim trajanjem prekida, na temelju kojih se mogu preciznije izračunati pokazatelji pouzdanosti napajanja, a time i doprinijeti povećanju pouzdanosti napajanja i osigurati sigurnost, pouzdanost i kvalitetu opskrbe električnom energijom. U tu svrhu, na području distribucijskog područja HEP - ODS d.o.o. Elektre Zagreb ugrađeno je 3.041 sumarno brojilo u transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV, 41 koncentrator u transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV te su kod 10.000 krajnjih korisnika mreže zamijenjena postojeća brojila novim naprednim brojilima. Tijekom realizacije projektne aktivnosti posebna pozornost je bila na odabiru lokacija transformatorskih stanica za opremanje sumarnim mjerenjima i PLC koncentratorima te na obračunskim mjernim mjestima krajnjih korisnika mreže za opremanje naprednim brojilima, kako ne bi došlo do "preklapanja" odabranih transformatorskih stanica koje su već opremljene opremom koja je predmet Napredne mjerne infrastrukture. U referatu se opisuju izazovi s kojima se HEP - ODS d.o.o. Elektra Zagreb susrela tijekom realizacije projektne aktivnosti Napredna mjerna infrastruktura te prednosti ostvarene realizacijom projekta.

Ključne riječi: pilot projekt uvođenja naprednih mreža, napredna mjerna infrastruktura, sumarna brojila u TS 10(20)/0,4 kV, napredna brojila kod krajnjih korisnika mreže

ABSTRACT

In the period between May 2018 and November 2023, HEP - DSO d.o.o. Elektra Zagreb implemented the "Smart grid pilot project". One of the pilot locations is HEP - DSO d.o.o. Elektra Zagreb. The project activity included the installation of balancing meters and concentrators in substation, and the installation of smart meters at the end users of the network. The project objectives are to increase the number of end users connected to smart grid, i.e. the number of end users equipped with smart meters, creating prerequisites for increasing the increased power supply reliability and creating prerequisites for distributed energy resources integration, through better insight into loads and power flows in the network and detailed data on the production of distributed sources for more accurate forecasting of electricity production. Smart metering infrastructure will enable more precise calculation of losses and location of areas with increased losses, monitoring of electricity consumption and active management of

consumption at the level of end users of the network. In addition to increasing the efficiency of electricity distribution through the reduction of technical and non-technical losses, the application of smart metering infrastructure will enable the collection of data on the number of end users of the network covered by the interruption and the actual duration of the interruption, on the basis of which indicators of power supply reliability can be calculated more precisely, and thus contribute to increasing reliability power supply and ensure safety, reliability and quality of electricity supply. For this purpose, in the distribution area of HEP - DSO d.o.o. Elektra Zagreb installed 3.041 balancing meters, 41 concentrators, and 10.000 smart meters. Special attention was paid to the selection of locations of substation to be equipped with balancing meters and concentrators, and to the calculation measuring points of end users of the network to be equipped with smart meters, so that there would be no "overlapping" of selected substation that are already equipped with equipment that is the subject of Smart metering infrastructure. The report describes the challenges that HEP - DSO d.o.o. Elektra Zagreb is dealing with during the implementation of the project activity Smart metering infrastructure and the advantages achieved by the implementation of the project.

Key words: smart grid pilot project, smart metering infrastructure, balancing meters in TS 10(20)/0,4 kV, smart meters with end users

Bernarda Ostojić, bernarda.ostojic@hep.hr
Joško Gračo, josko.graso@hep.hr
Anton Marušić, anton.marusic@hep.hr

1. UVOD

Na području HEP - ODS d.o.o. Elektre Zagreb u razdoblju od svibnja 2018. g. do studenog 2023. g. u sklopu „ Pilot projekta uvođenja naprednih mreža “ provedena je projektna aktivnost „Napredna mjerna infrastruktura“. Realizacijom projektne aktivnosti stvoreni su preduvjeti za povećanje učinkovitosti distribucije električne energije. Prikupljanje mjernih podataka omogućiti će izračun gubitaka u distribucijskoj mreži te će se stvoriti preduvjeti za otkrivanje neovlaštene potrošnje električne energije i praćenje opterećenja TS 10(20)/0,4 kV. Realizacijom projektne aktivnosti ugrađeno je 3.041 sumarno brojilo u TS 10(20)/0,4 kV, 41 koncentrator podataka i 10.000 naprednih brojila. Ukupna vrijednost projekta iznosi 23,5 milijuna eura, od čega su čak 20 milijuna eura, odnosno 85 posto, bespovratnih sredstava iz Europskog fonda za regionalni razvoj, iz Operativnog programa „Konkurentnost i kohezija 2014.-2020.“ Specifičnog cilja 4d1.

2. NAPREDNA MJERNA INFRASTRUKTURA I NJENE PREDNOSTI

Napredna mjerna infrastruktura (Advanced Metering Infrastrucuture - AMI) je sustav koji mjeri, prikuplja i analizira način korištenja električne energije koristeći napredne mjerne uređaje. Preporuka Komisije 2012/148/EU o pripremama za uvođenje naprednih sustava mjerenja definira “napredni sustav mjerenja“ ili „inteligentni sustav mjerenja“ kao „elektronički sustav koji može mjeriti potrošnju energije pružajući više informacija od konvencionalnog brojila te prenositi i primati podatke koristeći se nekim oblikom elektroničke komunikacije“. Isto tako, Preporuka 2012/148/EU definira napredni sustav kroz minimalni set funkcionalnosti, potreban za osiguranje tehničke i komercijalne interoperabilnosti u naprednom mjerenju, osiguranje privatnosti i sigurnosti podataka te omogućavanje osnivanja i razvoja usluga odgovora na potražnju i drugih energetskih usluga Realizacijom projektne aktivnosti su stvoreni preduvjeti za povećanje učinkovitosti distribucije električne energije, povećan je broj korisnika mreže s pristupom naprednoj mreži, te su stvoreni preduvjeti za integraciju distribuiranih izvora i povećanje pouzdanosti napajanja električnom energijom. Primjena napredne mjerne infrastrukture, odnosno naprednih brojila kod krajnjih korisnika mreže i sumarnih brojila u TS 10(20)/0,4 kV, od posebnog je značaja za povećanje učinkovitosti distribucije električne energije, budući da će se prikupljanjem mjernih podataka omogućiti izračun gubitaka u distribucijskoj mreži te će se stvoriti preduvjeti za otkrivanje područja s velikim gubicima na niskonaponskoj i srednjenaponskoj razini i preduvjeti za otkrivanje neovlaštene potrošnje i praćenje opterećenja TS 10(20)/0,4 kV. Osim povećanja učinkovitosti distribucije električne energije kroz smanjenje tehničkih i netehničkih gubitaka, primjena napredne mjerne infrastrukture omogućit će prikupljanje podataka o broju kupaca obuhvaćenih prekidom te stvarnim trajanjem prekida, na temelju kojih se mogu preciznije izračunati pokazatelji pouzdanosti napajanja, a time i doprinijeti povećanju pouzdanosti napajanja i osigurati sigurnost, pouzdanost i kvaliteta opskrbe. Pored toga, primjenom napredne mjerne infrastrukture povećat će se uključenost korisnika mreže u upravljanje potrošnjom električne energije i osigurati preduvjeti za povećanje udjela distribuiranih izvora. Osim navedenih direktnih doprinosa uvođenjem napredne mjerne infrastrukture, u Tablici 2 su navedene financijske i socio-ekonomske koristi.

Financijske koristi	Socio-ekonomske koristi
Smanjenje troškova očitanja Smanjenje troškova isključenja i uključenja Smanjenje troškova ovjeravanja brojila Povećanje naplate daljinskim isključenjem Poboljšanje podrške tržištu električne energije Smanjenje troška buduće zamjene postojećih konvencionalnih brojila (nabava i ugradnja) Smanjenje troškova kontaktnog centra za kupce i posljedično smanjenje pritužbi vezanih uz konvencionalna brojila Smanjenje troškova vezanih uz priključak/demontažu konvencionalnih brojila Izbjegavanje troškova zasebne ugradnje i održavanja OSO (limitatora), MTU, UKS Kontrola i dokup snage	Povećanje uloge kupca u upravljanju potrošnjom Povećanje udjela distribuiranih izvora Smanjenje emisije štetnih tvari Povećanje pouzdanosti napajanja Smanjenje tehničkih i netehničkih gubitaka Smanjenje proizvedene količine električne energije Pomicanje vršnog opterećenja Povećanje neposredne potrošnje električne energije

U pilot projektu kod krajnjih korisnika mreže ugrađivala su se napredna brojila proizvođača Landys+Gyr i ISKRAEMECO, sumarna brojila u transformatorskim stanicama proizvođača Landys+Gyr te koncentratori proizvođača ISKRAEMECO. PLC komunikacija je komunikacijska tehnologija koja se temelji na prijenosu komunikacijskog signala preko vodova koji se istovremeno koriste za distribuciju električne energije. Nisu potrebna dodatna ožičenja budući da se koristi postojeća niskonaponska elektroenergetska mreža. Osnovni problemi i mane PLC tehnologije su izvori šuma te linearna i vremenski promjenjiva frekvencijska karakteristika distribucijske mreže atenuacija. Modulacijske tehnike koje se primjenjuju u PLC uređajima mogu se svrstati u dvije glavne skupine: uskopojasne modulacije (BPSK, FSK) i širokopojasne modulacije (DSSS, OFDM). Ove modulacije zadovoljavaju CENELEC norme. Budući da u amplitudno-frekvencijskoj karakteristici niskonaponske distribucijske mreže postoje propadi (područja velike atenuacije), u slučaju uskopojasno moduliranog signala postoji opasnost da se spektar signala i područje velike atenuacije poklope što bi rezultiralo potpunim gubitkom informacije i onemogućenjem komunikacije. Iz tog razloga koristi se širokopojasno modulirani signal temeljen na OFDM modulaciji. Takva modulacija omogućuje širi frekvencijski pojas što omogućuje učinkovitije iskorištavanje dodijeljene propusnosti s većom otpornosti na šum i smetnje.

2.1 Izazovi u realizaciji pilot projekta

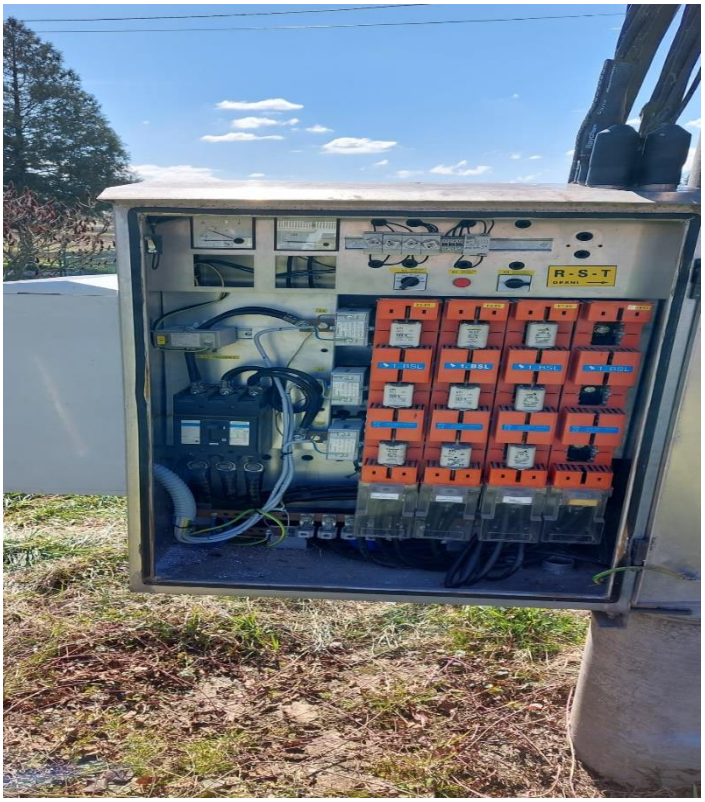
U realizaciji pilot projekta Napredna mjerna infrastruktura navesti ćemo ključne izazove s kojima smo se susreli od samog početka projekta do njegovog kraja.

2.2.1 Administrativne pripreme Na samom početku projekta, od 2018.g. trajale su dugotrajne administrativne pripreme do samog delegiranja projektnih obaveza na pilot lokaciju Elektre Zagreb. Važno je napomenuti da se strateška oprema (sumarna brojila, koncentratori podataka i napredna brojila kod korisnika mreže) isporučivala sukcesivno tijekom razdoblja od tri godine. Ugradnje naprednih brojila kod krajnjih korisnika mreže te sumarnih brojila i koncentratora podataka u transformatorskim stanicama 10(20)/0,4 kV započela je tijekom 2021.g. Tijekom tog perioda HEP-ODS d.o.o. Elektra Zagreb je prelazila na novi informatički sustav rada SAP što je dodatno otežalo poslovanje kroz izdavanje i provođenje radnih naloga u novom sustavu, jer je bilo potrebno obučiti djelatnike na novi sustav rada. Osim strateške opreme sufinancirane sredstvima Europske unije, bilo je potrebno provesti postupke javne nabave za dodatnu opremu i radove u cilju uspješne realizacije pilot projekta. Dodatna oprema uključivala je nabavu praznih ormara za smještaj sumarnog brojila u transformatorskim stanicama, priključnih mjernih kutija za zaštitu mjernih uređaja, strujnih mjernih transformatora, potrošnog materijala te radove za vanjske izvršitelje za ugradnju naprednih brojila kod krajnjih korisnika mreže te sumarnih brojila u TS 10(20)/0,4 kV. Postupak provođenja javne nabave dodatno je usporio samu realizaciju projektne aktivnosti, provođenje pojedinih javnih nabava trajalo je i po nekoliko mjeseci. Dodatni izazov bilo je provođenje projektne aktivnosti radi pandemije COVID-19 (nedostupna mjerna mjesta, manjak djelatnika za ugradnju napredne mjerne opreme, manjak djelatnika za izdavanje i provođenje radnih naloga, kasnije isporuke opreme od strane proizvođača…). Tijekom realizacije projektne aktivnosti posebna pozornost je bila na odabiru lokacija transformatorskih stanica za opremanje sumarnim mjerenjima i PLC koncentratorima te na obračunskim mjernim mjestima krajnjih korisnika mreže za opremanje naprednim brojila, kako ne bi došlo do "preklapanja" odabranih transformatorskih stanica koje su već opremljene opremom koja je predmet Napredne mjerne infrastrukture. Kako ugradnja napredne mjerne opreme u transformatorskim stanicama zahtijeva prekid opskrbe potrošača električnom

energijom koji se napajaju iz predmetne transformatorske stanice, dodatni izazov bio je koordinacija više Službi unutar Elektre oko dogovaranje termina prekida isporuke električne energije, izrada planova iskopčanja transformatorskih stanica za tjedan unaprijed i njegove izmjene u slučaju promjene broja ekipa za izvođenje radova na terenu, priprema i izdavanje opreme, pronalazak novih lokacija za ugradnju naprednih brojila u slučaju nedostupnih mjernih mjesta, priprema i izdavanje potrebne dokumentacije (radni nalozi, dopusnice za rad, zaduženje opreme na djelatnike kroz sustav…).

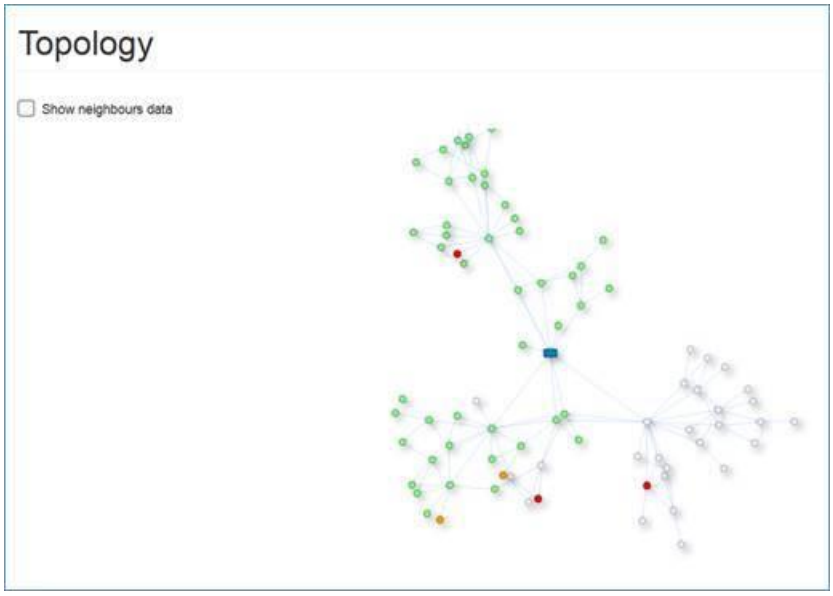
2.2.2. Edukacija ugradnje sumarnih mjerenja u DP Elektri Zagreb U cilju otklanjanja rizika kašnjenja ugradnje sumarnih brojila i posljedično ne ostvarenja ciljeva projekta i zadanih pokazatelja uspješnosti projekta, nužno je bilo uključiti djelatnike susjednih distribucijskih područja HEP-ODS-a. Edukacija ugradnje sumarnih mjerenja održala se od 9.1. - 13.1.2023.g. u Terenskoj jedinici Sv. Klara u dvije grupe. Na edukaciji su prisustvovali djelatnici Elektri Bjelovar, Čakovec, Karlovac, Križ, Varaždin i Zabok. Naknadno u izvođenju radova su se priključili i djelatnici Elektre Sisak. Kako djelatnici ranije nisu imali iskustvo na poslovima ugradnje sumarnih mjerenja, edukacija se sastojala od teorijskog i praktičnog dijela u radionici te terenskih pokaznih vježbi na pilot lokacijama. U teorijskom dijelu prikazano je tehničko rješenje ugradnje sumarnih brojila u transformatorskoj stanici. Praktični dio sastojao se od pripreme ugradnje sumarnog brojila i priključne mjerne kutije u ormar te njihovo ožičenje. Tako pripremljen ormar spreman je za ugradnju na pilot lokacijama. Nakon teorijskog dijela, održane su pokazne vježbe ugradnje sumarnih mjerenja u transformatorskim stanicama. Ugradnja se odvijala u timovima po dva djelatnika (po jedan iskusni djelatnik iz Elektre Zagreb i drugi polaznik radionice iz susjednog DP-a). Tipsko tehničko rješenje definira i specificira opremu i način ugradnje potrebnih uređaja i popratnih elemenata koji su potrebni za opremanje niskonaponske mreže sumarnim mjerenjem. Tipsko rješenje također definira i ugradnju sumarnog brojila tvrtke Landis+Gyr, oznake SMA405CT44.0459 S4, za sumarno mjerenje električne energije predane iz niskonaponske strane transformatora u niskonaponski blok u transformatorskoj stanici, odnosno niskonaponsku mrežu koju napaja predmetna transformatorska stanica te ugradnju priključne mjerene kutije. Sumarno brojilo i priključna mjerna kutija ugrađuju se u zajednički razvodni ormar osmišljen i izrađen za ovakvu namjenu. Razvodni ormar se povezuje na sabirnice niskog napona i na strujne mjerne transformatore (SMT) ugrađene za ovu namjenu. Radionica se pokazala vrlo uspješnom što je dovelo do ubrzanja ugradnje sumarnih brojila i u konačnici uspješnu realizaciju pilot projekta. Dnevno su radove na ugradnji sumarnog mjerenja izvodile 8 (osam) do deset (10) ekipa po dvije transformatorske stanice dnevno. Na Slici 1 prikazan je ugrađeni ožičeni ormar sa sumarnim brojilom i priključnom mjernom kutijom u transformatorskoj stanici te na Slici 2 su prikazani ugrađeni NN SMT-i u stupnim TS.

Slika 1 – Ožičeni ormar u transformatorskoj stanici; Izvor – Autor: Elektra Zagreb



Slika 2 – Primjer ugrađenih NN SMT-a u stupnim TS; Izvor – Autor: Elektra Zagreb

2.2.3. Uspješnost daljinskog očitanja brojila Distribucijska elektroenergetska mreža kao medij obuhvaća: energetske vodove, transformatore, brojila, razvodne ormare, električne instalacije objekta i ožičenja različitih električnih uređaja. Svaki uređaj uključen na mrežu doprinosi povećanju smetnji tako da je to električki najjače onečišćeno okruženje. PLC uređaji stvaraju visokofrekvencijske signale i injektiraju ih u distribucijsku mrežu ili u kućne instalacije. Zbog toga je čest slučaj da se pojavljuju problemi interferencije s drugim uređajima priključenim na mrežu. Kako je elektroenergetska mreža projektirana za distribuciju električne energije te nije zaštićena od elektromagnetskog zračenja, potrebna su određena „clean - up“ rješenja.
Tijekom ugradnje naprednih brojila kod korisnika mreže i ugradnje predviđenih koncentratora podataka u transformatorskim stanicama uočen je problem u PLC komunikaciji. Na pojedinim niskonaponskim izlazima primijećen je prekid komunikacije između koncentratora podataka i brojila. U većini slučajeva problem prekida komunikacije se mogao riješiti resetiranjem PLC sustava ili zamjenom redoslijeda faza na stezaljkama brojila kako bi se izbjegla prevelika međusobna udaljenost brojila koja komuniciraju po istoj fazi. U pojedinim slučajevima ovakva rješenja nisu davala rezultata. Za primjer ćemo navesti loš primjer prijave brojila na koncentrator podataka na jednom transformatorskom području u Zagrebu. Na transformatorskom području bilo je ugrađeno 131 PLC brojilo od ukupno 399 mjernih mjesta (popunjenost PLC brojilima 32,83%). Na Slici 3 – Topologija mreže 1TS 1103 Travno - Kopernikova vidljiva je topologija mreže na analiziranom transformatorskom području. Koncentrator podataka nalazi se u sredini i označen je plavom bojom. Zelenom bojom su označena brojila koja su se uspješno prijavila na koncentrator podataka. Crvenom bojom označena su brojila koja nisu imala prijavu na koncentrator podataka ili je izgubljena komunikacija zbog smetnji.



Slika 3 – Topologija mreže 1TS 1103 Travno – Kopernikova – Autor: Elektra Zagreb

Za uspostavu PLC komunikacije uspješno rješenje bilo je ugradnja dodatnog koncentratora te prespajanje brojila na fazu koja ima dobru razinu PLC signala. Dodatno smo transformatorsko područje popunili novim PLC brojilima, time je popunjenost PLC brojilima danas znatno veća.
Smetnje u PLC komunikaciji imamo i u stambenim zgradama prilikom sezone rada toplinskih stanica HEP - Toplinarstvo. Zgrade po vertikali imaju ugrađene pumpe za vodu (frekventne pretvarače) koje „kvare“ PLC komunikaciju. Takve smetnje rješavamo ugradnjom PLC filtara, ali zasad ih nemamo dovoljno da mogu pokriti sva područja koje imaju smetnje u PLC komunikaciji .
Susretali smo se i sa pojavom manjeg broja koncentratora podataka koji iako imaju redovno prijavljena brojila, ne prenose očitanja u sustav. Problem smo rješavali s proizvođačem koncentratora koji su ažurirali postavke koncentratora podataka i podesili parametre. U pojedinim slučajevima kad nije moguće otkriti uzrok neprijave brojila na koncentrator podataka jedino rješenje nam preostaje ugradnja brojila sa LTE komunikatorom.

3. ZAKLJUČAK

U radu su opisani izazovi i prednosti uvođenja napredne mjerne infrastrukture na području Elektre Zagreb u sklopu „Pilot projekta uvođenja naprednih mreža“. Primjenom napredne mjerne infrastrukture stvoreni su preduvjeti za povećanje učinkovitosti distribucije električne energije. Implementacija projekta bila je zahtjevna, ali nam je donijela brojne koristi. Prvenstveno educirali smo naše djelatnike i djelatnike susjednih distribucijskih područja za poslove na ugradnji sumarnih mjerenja u transformatorskim stanicama, stekli smo nove vještine i znanja za buduće projekta, a sa strane distribucijske mreže stvoreni su preduvjeti za integraciju distribuiranih izvora, kroz bolji uvid u opterećenja i tokove snaga u mreži i detaljne podatke o proizvodnji distribuiranih izvora radi točnijeg prognoziranja proizvodnje električne energije. Napredna mjerna infrastruktura će omogućiti precizniji izračun gubitaka i lociranje područja s povećanim gubicima u distribucijskoj mreži, praćenje potrošnje električne energije i aktivno upravljanje potrošnjom na razini krajnjih korisnika mreže. Uz povećanje učinkovitosti distribucije električne energije kroz smanjenje tehničkih i netehničkih gubitaka, primjena napredne mjerne infrastrukture omogućit će prikupljanje podataka o broju krajnjih korisnika mreže obuhvaćenih prekidom te stvarnim trajanjem prekida, na temelju kojih se mogu preciznije izračunati pokazatelji pouzdanosti napajanja, a time i doprinijeti povećanju pouzdanosti napajanja i osigurati sigurnost, pouzdanost i kvalitetu opskrbe električnom energijom. Iako PLC tehnologija pruža mnogo novih usluga i smanjuje troškove mnogih starih usluga još uvijek neriješeni problemi vezani uz norme o frekvencijskom području koče njen masovni ulazak na tržište. To je razlog zašto proizvođači takve opreme još uvijek ne ulaze u serijsku proizvodnju. Jedno je sigurno, a to je da tehnologija više nije kamen spoticanja. Ideja koja se davno rodila sad je tehnološki ostvariva [3].

LITERATURA

[1] Elaborat provedbe PROJEKTNA AKTIVNOST 1: Napredna mjerna infrastruktura
[2] Šumiga I., Huđek J., „KORIŠTENJE ENERGETSKIH VODOVA U SVRHU KOMUNIKACIJE“, ISSN 1846-6168
[3] http://spvp.zesoi.fer.hr/seminari/2000/power_line_comm/plc/osn_pod.html

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R3-23

MERE ZA OBEZBEĐIVANJE IKT ZAŠTITE SISTEMA UPRAVLJANJA U ELEKTRODISTRIBUTIVNIM SISTEMIMA

METHODS OF ICT PROTECTION OF CONTROL SYSTEMS IN POWER DISTRIBUTION SYSTEMS

Slavko DUBAČKIĆ, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, Srbija
Aleksandar BOŠKOVIĆ, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, Srbija
Đorđe VLADISAVLJEVIĆ, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Za stvaranje efikasne i efektivne IKT bezbednosti u elektrodistributivnim i drugim industrijskim upravljačkim sistemima zasnovanim na operativnim tehnologijama (OT), potrebno je razvijati mehanizme za IKT bezbednost. Ovaj rad identifikuje potrebne mere i razloge za njihovu primenu, kako bi organizacije mogle prilagoditi ove mere svojim potrebama i rizicima. Mere treba da budu usmerene na rezultate umesto da budu samo propisane.

Ključne riječi: Elektrodistribucija, OT mreže, industrijski upravljački sistemi, IKT bezbednost

ABSTRACT

To create effective and efficient ICT security in power distribution and other industrial control systems based on Operational Technology (OT), it is necessary to develop mechanisms for ICT security. This paper identifies the necessary methods and the reasons for their implementation, so that organizations can adapt these methods to their needs and risks. Measures should be outcome-oriented rather than merely prescribed.

Key words: Power distribution, OT networks, industrial control systems, ICT security

Slavko Dubačkić, slavko.dubackic@ods.rs
Aleksandar Bosković, aleksandar.boskovic@ods.rs
Đorđe Vladisavljević, djordje.vladisavljevic@ods.rs

1. UVOD

Za stvaranje efikasne i efektivne IKT bezbednosti u elektrodistributivnim i drugim industrijskim sistemima, potrebno je razvijati mehanizme za IKT bezbednost.
Mere o kojima se govori u ovom radu su:

- **Odgovor na incident** – Operativni plan reagovanja na incidente fokusiran na očuvanje integriteta sistema i sposobnost oporavka čak i tokom napada. Ovo uključuje niz predviđenih incidenata i scenarija za reagovanje u tim situacijama.
- **Odbranjiva arhitektura** – Arhitekture koje pružaju potrebne funkcionalnosti (vidljivost, prikupljanje događaja, identifikaciju resursa, itd.), ali su izgrađene tako da minimizuju negativne posledice potencijalnih incidenata (segmentacija, industrijski DMZ, itd.).
- **Nadzor mreže** – Kontinuirano praćenje sigurnosti OT mreže. Koriste se alati koji su upoznati sa industrijskim protokolima i mehanizmima za otkrivanje potencijalno ranjivih tačaka u sistemu.
- **Bezbedan daljinski pristup** – Identifikacija i kontrola svih tačaka gde je omogućen udaljeni pristup.
- **Upravljanje ranjivostima putem procene rizika** – Razumevanje postojećih bezbednosnih mera, mehanizama i poznavanje rada uređaja u OT sistemima kako bi se pomoglo u donošenju odluka o upravljanju rizicima u vezi sa IKT bezbednošću OT sistema.

Pored zaštite sopstvenih resursa, elektrodistributivne kompanije imaju obavezu da štite i svoje korisnike i zajednicu u kojoj rade, mada je tu veoma teško definisati granice i obime odgovornosti. Očekuje se da će kompanije pristupiti zaštiti svojih IKT resursa, uključujući i IT i OT aspekte, izvršiti procene rizika i uložiti u

mehanizme zaštite. U većini kompanija postoji razumevanje za ovakve poslovne odluke. Međutim, često se dešava da su pretnje i aktivnosti napadača mnogo dinamičnije nego što kompanije mogu da ih prate i prilagode se tim promenama.
Na osnovu do sada dokumentovanih napada, autori ovog rada izdvojili su i prezentovali ključne IKT bezbednosne mere u OT sistemima elektrodistributivnih kompanija. Ove mere smatraju kritičnim i procenjuju se kao minimum za očuvanje sigurnosti kako same kompanije, tako i bezbednosti korisnika, partnera i šire zajednice. U nekim slučajevima, ove mere su od suštinskog značaja i za nacionalnu bezbednost. Naravno, uz ove mere, mogu se primeniti i dodatne mere kako bi se dalje smanjio rizik, u skladu sa ciljevima kompanije i procenama rizika.

2. RAZLIKE IZMEĐU OT I IT SISTEMA

U kontekstu ovog rada, važno je razmotriti nekoliko ključnih razlika između OT i IT sistema. Ove razlike se obično ogledaju u sledećim aspektima: svrha sistema, starost OT sistema, specifična komunikaciona rešenja i mrežni protokoli u OT mrežama, kao i sposobnost ili nesposobnost OT sistema da prihvate određene bezbednosne mere. Međutim, važno je napomenuti da se ova razmatranja često usredsređuju samo na tehnološke aspekte.
U kritičnim sistemima, najveća razlika između IT i OT sistema leži u misiji ili poslovnoj svrsi sistema. IT sistemi obično su fokusirani na upravljanje poslovnim procesima, dok su OT sistemi uglavnom namenjeni osnovnim operacijama kompanije. Iz tog razloga, rizici i pretnje za ova dva tipa sistema takođe se značajno razlikuju.
Kod napada na IT sisteme, najčešći cilj je pristup samom sistemu i podacima koji se u njemu nalaze. Napadači često ne nastoje da izazovu fizičke promene u IT sistemima, njihovi ciljevi često uključuju krađu podataka ili ometanje rada sistema. Sa druge strane, tipovi napada na OT sisteme koji najviše izazivaju zabrinutost su oni koji teže da poremete funkcionalnost sistema, izazovu fizičku štetu ili čak izazovu incidente koji mogu dovesti do oštećenja opreme ili čak gubitka života. Malo je verovatno da će napadač postići takve efekte ciljajući samo jedan deo sistema. Da bi postigli razorni efekat, napadač mora da kompromituje inženjersku radnu stanicu, nauči kako da manipuliše logikom kontrolera putem nje, i sa razumevanjem te logike, utiče na proizvodni proces. Drugim rečima, napadač može da cilja jedan sistem, kako bi manipulisao drugim sistemom i izazvao fizički uticaj na trećem sistemu.
Preterano usmeravanje pažnje samo na jedan pojedinačni OT sistem ili njegove komponente obično nije dovoljno za uspešan napad. Dizajn OT sistema omogućava komunikaciju između njegovih delova, i uspešan napadač na ovakvom sistemu sigurno će iskoristiti ove veze kako bi postigao svoj cilj - narušavanje osnovne funkcionalnosti tih sistema. Ovakav pristup predstavlja radikalno drugačiji način razmišljanja o bezbednosti OT sistema u poređenju sa većinom IT okruženja.
U elektroenergetskim sistemima (EES) postoji jasna razlika između IT i OT sistema, mada je i ovde počeo proces IT-OT konvergencije. Sa tehnološkog aspekta OT sistemi u EES se u potpunosti poklapaju sa opštim karakteristikama posmatrajući njihovu jasno definisanu namenu (SKADA sistemi, DMS, Smart Metering i sl.). Kada su u pitanju telekomunikacioni prenosni putevi tu se sve više koriste standardna rešenja (RR linkovi, optičke i bakarne veze) i standardni komunikacioni protokoli (Ethernet, TCP/IP). Ako se i koriste specifični OT protokoli oni se vrlo često konverutuju u standardne IT mrežne protokole. Korišćenjem standardnih komunikacionih protokola povećava se i sposobnost OT mreža da prihvate IT bezbednosna rešenja.
Međutim misija i poslovna svrha OT sistema u EES i dalje ostaje jasno definisana i odvojena od IT sistema. U skladu s tim i bezbednosni mehanizmi moraju biti fokusirani na očuvanje funkcionalnosti EES. Kod elektrodistributivnih preduzeća to su prvenstveno: sama distributivna mreža, vodovi, trafostanice ali i sistemi daljinskog upravljanja, DMS sistemi, Smart metering sistemi i sl.
S obzirom na sve veću međusobnu integraciju različitih OT sistema u jednom EES kao i integraciju i konvergenciju sa IT sistemima, beznednosni mehanizmi koji se primenjuju moraju posmatrati više sistema istovremeno, jer pad jednog OT sistema ili dela OT sistema može uticati na ceo EES.

3. OPERATIVNI PLAN REAKCIJE NA INCIDENTE

Kompanije moraju imati specifičan plan reagovanja na incidente za svoje OT sisteme. Česta greška je razmišljati o reagovanju na incidente kao o poslednjem koraku u sopstvenoj strategiji bezbednosti. Ovaj pristup često rezultira neskladom između primenjenih bezbednosnih mera i potreba za reagovanjem na incidente. Na primer, kompanije mogu otkriti da njihova strategija otkrivanja pretnji, izbor arhitekture ili prikupljanje podataka, više nije adekvatna. Takođe, s obzirom na sve veće regulatorne zahteve širom sveta za prijavljivanje incidenata, kompanije moraju prepoznati koje specifične probleme i zahteve trebaju rešiti kako bi obezbedile efikasan odgovor na incidente mnogo pre nego što se incident zaista dogodi.
Ključni deo odgovora na incidente u OT sistemima je sposobnost analize osnovnih uzroka samog incidenta. Analiza osnovnih uzroka omogućava povratak u siguran režim rada, ali sve veća složenost industrijske automatizacije čini ovu analizu izuzetno izazovnom. Planovi odgovora na IT incidente često se usredsređuju na identifikaciju napadača, njihovo obuzdavanje i otklanjanje. S druge strane, OT planovi odgovora na incidente daju prioritet akcijama koje se baziraju na potencijalu za operativni uticaj i razmatraju kako sistem može delovati tokom

napada na način koji smanjuje uticaj i štetu na sam tehnički sistem. Reagovanje na incidente i ulaganje u IKT bezbednost OT sistema ne samo da smanjuje rizik, već i poboljšava operativnu otpornost omogućavajući analizu uzroka problema, bez obzira na to da li je problem nastao zbog napadača ili drugih faktora.
Pregled procesa planiranja odgovora na incidente specifičan za OT sisteme je sledeći:

- **Identifikacija scenarija koji predstavljaju najveći rizik od kojih se treba štititi** – Planiranje scenarija treba da krene od stvarnih incidenata i da se bazira na stvarnim podacima. Kompanije treba da utvrde koji su se incidenti dogodili u njihovoj oblasti i da krenu od tih podataka. Neki scenariji mogu biti relevantni za više oblasti privrede, dok se drugi mogu odnositi samo na određene vrste okruženja unutar oblasti. Na primer, naftne kompanije mogu razmatrati TRISIS napad, dok energetske kompanije mogu imati u vidu IKT napade u Ukrajini 2015. i 2016. godine. Međutim, fokus ne bi trebalo da bude samo na tome kako je napad izvršen, već pre svega na tome šta je postignuto, jer će napadači sigurno menjati svoje metode kako bi ostvarili svoje ciljeve.
- **Razmatranje scenarija zasnovanih na posledicama** – Drugi korak uključuje analizu scenarija sa aspekta njihovog uticaja na OT sistem, uzimajući u obzir najgori mogući scenario, tj. najveću moguću štetu. Scenariji zasnovani na stvarnim podacima trebaju biti prioritet, jer postoji visoka verovatnoća da će se ponoviti. Osim toga, to su scenariji iz stvarnog sveta koji su već zabeleženi, a budući da ih ima relativno malo, mogu poslužiti kao posebno korisne tačke fokusa. Scenariji zasnovani na posledicama predstavljaju „umetnost mogućeg“. Kako bi se sprečilo gubljenje u detaljima i strahu, treba razmotriti ove scenarije u okviru konteksta konkretne kompanije. Potrebno je iskoristiti stručnost i znanje interne ekipe, koja ima informacije koje napadači možda nemaju. Bez obzira na to da li se napad dogodio u stvarnom svetu, treba identifikovati uticaje sa visokim posledicama koji brinu operativce, inženjere ili rukovodstvo i utvrditi da li ih je moguće postići putem IKT napada. Potrebno je analizirati šta bi napadač morao da uradi da bi izveo takav napad i uključiti i taj scenario.
- **Simulacije** – Nakon što su scenariji izabrani i usaglašeni, važno je sprovesti testiranje koje jasno definiše ciljeve koje treba postići tokom ovih simulacija. Ovo se odnosi na svaku organizacionu jedinicu i svaki simulirani incident posebno. Ove simulacije treba ponavljati sve dok se ne postigne željeni nivo reagovanja. Ključni element ove mere u OT sistemima je uspostavljanje zajedničkog razumevanja potencijalnih rizika u poslovanju kompanije i određivanje nivoa funkcionalnosti OT sistema u slučaju napada.

4. ODBRANJIVA ARHITEKTURA

Odbranjiva arhitektura je dizajn sistema koji ima za cilj smanjiti rizike kroz svoj dizajn i implementaciju, istovremeno olakšavajući odbranu od potencijalnih pretnji. Važno je napomenuti da ne postoji apsolutno siguran sistem ili arhitektura – ljudski faktor igra ključnu ulogu u transformaciji odbranjive arhitekture u zaštićenu arhitekturu. Postoje različiti modeli za postizanje ovog cilja, kao što su Purdue model ili ISA/IEC 62443 arhitektura. Iako su ovi modeli važni kao smernice, ključna je pravilna implementacija kako bi se postigao odgovarajući nivo bezbednosti.
S obzirom na različite sisteme koji se koriste na različitim lokacijama kompanije, često dolazi do varijacija u implementaciji bezbednosnih sistema. Stvaranje potpuno standardizovanog pristupa za implementaciju bezbednosnih sistema širom kompanije obično nije izvodljivo, posebno u velikim i kompleksnim organizacijama. Međutim, cilj bi trebao biti smanjenje broja različitih rešenja na minimum.
Pri izgradnji odbranjive IKT arhitekture u OT sistemima, preporučuju se sledeće mere:

- Identifikacija imovine i inventar, barem za najvrednije objekte na ključnim lokacijama;
- Segmentacija IKT mreža radi izolacije sistema;
- Razmatranje primene principa „samo za čitanje“ gde je to moguće;
- Nadzor mrežnog saobraćaja i komunikacije sistema;
- Prihvat komunikacionih logova za praćenje aktivnosti;
- Razvoj sposobnosti za prelazak u „odbranjivu poziciju“, što znači prelazak u stanje povećane pripravnosti sa ograničenim funkcionalnostima sistema u slučajevima sumnje na napad.

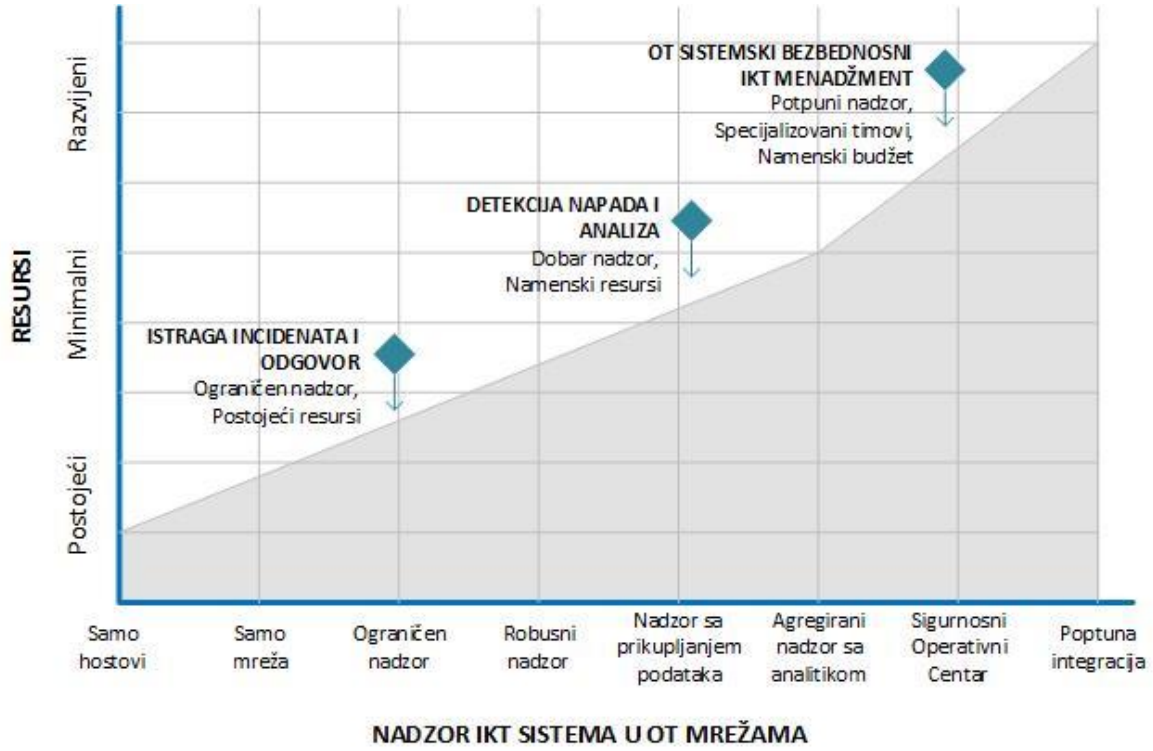
5. VIDLJIVOST I NADZOR IKT MREŽE

Sistemski karakter IKT servisa i sistema nameće potrebu za nadzorom mreže kako bi se razumeli međusobni uticaji unutar samih sistema. Nadzor specifičan za IKT sisteme u OT mrežama obuhvata inspekciju paketa i protokola koji su specifični za to okruženje. Dobar pristup nadzoru IKT mreže u OT sistemima pomaže u prikupljanju podataka, definisanju scenarija rizika, validaciji arhitekture i postavljanju, unapređenju i primeni mera koje će biti opisane. Osim toga, u sve složenijem okruženju industrijske automatizacije, postaje sve teže doći do analize osnovnog uzroka incidenta, čak i kod događaja koji nisu IKT napadi. Nadzor mreže specifičan za OT sisteme može doprineti opštoj otpornosti i oporavku kako bi se izbegli skupi scenariji zastoja i istraživanja.

Vidljivost i nadzor IKT mreža u OT sistemima nisu samo tehnički izazovi. Često se postavlja pitanje izbora alata za nadzor, iako ne postoji gotovo rešenje. Prilikom izbora sistema za nadzor, kompanije treba da razmotre sledeće faktore:

- Tehničke mogućnosti za nadzor i prikupljanje podataka unutar sistema;
- Korišćena oprema i protokoli u svim sistemima od interesa;
- Stručnost i obuka osoblja u kompaniji za obavljanje ovih zadataka;
- Postojeći ili očekivani procesi koji su povezani sa planovima za reagovanje na moguće incidente.

Sa realnim razumevanjem unutrašnje organizacije i zrelosti tehničkih i kadrovskih IKT resursa u kompaniji, moguće je izabrati odgovarajuće rešenje koje bi trebalo da bude u skladu sa sledećom slikom [3].
Raspoloživi resursi, koji se skoro uvek mogu valorizovati kroz novac ali i kroz shvatanje značaja i potreba za nadzorom OT sistema, utiču na nivo implementiranog nadzornog sistema.
Korišćenjem trenutno raspoloživih resursa, bez dodatnih ulaganja, mogu se dobiti samo ograničeni rezultati: konstatacija incidenta i uglavnom nedovoljan odgovor. Ovde prave zaštite skoro da i nema.
Većim ulaganjem u resurse mogu se očekivati i bolji rezultati: od bolje rekacije na incident do detekcije napada pre učinjene štete i drugih preventivnih aktivnosti.



Slika 1. Analiza spremnosti i kapaciteta za IKT nadzor

Za ocenu tehnološke platforme za nadzor IKT mreža u OT sistemima korisno je analizirati sledeće karakteristike:

- Pasivni nadzor koji ne ometa industrijske operacije;
- Inventar opreme i topologija;
- Identifikacija i analiza specifičnih OT protokola;
- Identifikacija ranjivosti;
- Otkrivanje pretnji na osnovu prethodnih scenarija i upravljanje odgovorima na incidente;
- Prikupljanje i agregacija podataka za podršku;
- Podrška za analizu osnovnih uzroka operativnih problema i prekida rada.

6. BEZBEDAN DALJINSKI PRISTUP

IT i OT digitalizacija su značajno povećale daljinsku povezanost. Ponekad je udaljeni pristup nepotreban i može se smanjiti ili eliminisati. Međutim, u većini organizacija, udaljeni pristup je neizbežan i može imati značajne poslovne i operativne koristi.
Iako su prednosti udaljenog pristupa ogromne, takođe postoje i značajni rizici, a od pandemije COVID-19, ti rizici se sve više tolerišu. Udaljeni pristup i rad od kuće postali su uobičajeni način rada. Kao rezultat toga, napadači sve više ciljaju sisteme za daljinski pristup. U većini kompanija više nije potrebno ciljati IT mreže kako bi se došlo do

OT mreža. Čak i kada napadači ciljaju te mreže, to možda nisu IT mreže same kompanije, već IT mreže njenih dobavljača, osoblja za održavanje, integratora i proizvođača opreme ili čak OT mreže same kompanije.
Uspostavljanje sigurnog udaljenog pristupa je neophodno u savremenim industrijskim sistemima. Jedan od mehanizama je i višefaktorska autentifikacija (MFA – multifactor authentication), i trebalo bi je primenjivati gde god je to moguće. Tamo gde MFA nije moguća, potrebno je razviti kompenzacione mere. Ovo može uključivati pristup preko više posredničkih servera, jednosmerni pristup i slične mere.

7. UPRAVLJANJE RANJIVOSTIMA PUTEM PROCENE RIZIKA

Program upravljanja ranjivostima zasnovan na proceni rizika usredsređuje se na ranjivosti koje predstavljaju stvarnu pretnju kompaniji. Prioritet su ranjivosti, odnosno mehanizmi, koji bi mogli pomoći napadaču da pristupi OT mrežama ili uvede novu funkcionalnost koju bi mogao iskoristiti da izazove operativne probleme, kao što su gubitak kontrole ili bezbednosni propusti.
Cilj programa upravljanja ranjivostima nije samo potpuno otklanjanje ovih ranjivosti, već i, u mnogim slučajevima, umanjivanje njihovog uticaja ili praćenje njihove potencijalne eksploatacije. Nije uvek neophodno momentalno reagovati na određene ranjivosti (oko 4%). Oko 10% napada su potpuno bezopasni u smislu ometanja funkcionalnosti OT sistema, ali ipak ukazuju na ranjivost sistema. Preostale ranjivosti moraju se nadgledati zbog moguće eksploatacije ili ih potpuno onemogućiti.
Često se fokusiranje na ranjivosti dovodi do sukoba između IT i OT osoblja jer pronalaženje i otklanjanje svake ranjivosti u OT okruženju može imati direktan uticaj na primarnu funkcionalnost sistema. To može zahtevati ponovno pokretanje sistema i potpuno razumevanje tačnih uticaja na određeni industrijski sistem. Neophodno je proceniti rizik u odnosu na potrebne aktivnosti za smanjenje tog rizika i doneti konačnu odluku o tome da li i u kojoj meri (koliko često, gde, na kojem delu OT sistema itd.) primeniti određenu preventivnu meru. Iz ovih razloga, potreban je način da se testiraju primenljive sigurnosne zakrpe i donesu operativne odluke o identifikovanom riziku i ranjivostima.
Izveštaji su pokazali da je za 77% dokumentovanih ranjivosti bilo potrebno direktno pristupiti uređajima unutar OT sistema. Ovaj pristup se može kontrolisati putem nadzora udaljenog pristupa (na firewall uređajima ili VPN koncentratorima) i takođe putem jednostavne kontrole fizičkog pristupa objektima i instalacijama.

8. ZAKLJUČAK

Primena mera za unapređenje IKT bezbednosti u OT sistemima, o kojima se govori u ovom radu, predstavlja dobar pristup za obezbeđenje kontinuiteta poslovnih procesa, kako kroz investicione projekte tako i kroz programe održavanja sistema. Ove mere mogu biti sprovedene u sinhronizaciji sa drugim aktivnostima kako bi se stvorio dobar program IKT bezbednosti u OT sistemima koji je usaglašen sa rizicima sa kojima se kompanije suočavaju. Ove kritične mere i definisani prioriteti mogu pomoći kompanijama koje traže preporuke i smernice o tome šta dalje da rade, a da se to ne svodi samo na prekomerno ili nedovoljno ulaganje.
Elementi podrške ovim kritičnim merama moraju uključivati:

- Identifikaciju ključnih lokacija (u elektrodistribuciji: EEO, SCADA sistemi, data centri…);
- Definisanje prioritetnih taktičkih i strateških planova usklađenih sa poslovnim procesima;
- Usklađivanje sa scenarijima rizika i pretnji koji mogu uticati na poslovanje;
- Identifikaciju sopstvenih potreba i zahteva dobavljača (što je od suštinskog značaja za IKT okruženje);
- Obuku zaposlenih za upotrebu alata i tehnologija.

Iako su mere istaknute u ovom radu jako bitne i za stručnjake i za rukovodioce, one su manje efikasne i teže ih je primeniti bez odgovarajuće podrške unutar organizacije, što uključuje:

- Identifikaciju kritičnih objekata.
- Operativno usklađene planove odgovora na incidente.
- Organizacijsku koordinaciju u scenarijima zasnovanim na riziku.

LITERATURA

[1] Dubačkić S, Bošković A, Vladisavljević Đ, „Predlog mera IKT zaštite sistema upravljanja elektroenergetskim objektima“, CIGRE Srbija, 36. Savetovanje CIGRE Srbija 2023, 22.-26.5.2023, Zlatibor.
[2] Dubačkić S, Bošković A, Vladisavljević Đ, „Predlozi tipskih modela za realizaciju visoko pouzdanih lokalnih komunikacionih mreža u elektroenergetskim okruženjima“, Nacionalni komitet CIRED Srbija, 12. Savetovanje o elektrodistributivnim mrežama Srbije sa regionalnim učešćem – CIRED, 30.8.-3.9.2021, Vrnjačka Banja.
[3] Telegroup d.o.o. Beograd, „Projekat IT bezbednosti SCADA sistema ODS“, 2019, Beograd.
[4] Telegroup d.o.o. Beograd, „Projekat IT bezbednosti SCADA sistema ODS – Faza 2 – Predlog tehničkog rešenja Projekta IT bezbednosti SCADA sistema“, 2019, Beograd.
[5] Telegroup d.o.o. Beograd, „Projekat IT bezbednosti SCADA sistema ODS – Faza 3 – Tehničko rešenje IT bezbednosti SCADA sistema Naručioca po tipskim trafo stanicama i vezama (idejni projekat)“, 2019, Beograd.

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R4-01

POSTUPCI PRIKLJUČENJA PROIZVODNIH POSTROJENJA NA DISTRIBUCIJSKU MREŽU HEP-ODS-A

PROCEDURES FOR CONNECTING POWER-GENERATING MODULES TO THE HEP-ODS DISTRIBUTION GRID

Ivan BURUL, HEP-ODS d.o.o., Hrvatska
Krešimir UGARKOVIĆ, HEP-ODS d.o.o., Hrvatska, Hrvoje JELIĆ, HEP-ODS d.o.o., Hrvatska, Vedran RADOŠEVIĆ, HEP-ODS d.o.o., Hrvatska, Tomislav CEROVEČKI, HEP-ODS d.o.o., Hrvatska

KRATAK SADRŽAJ

U referatu su opisani postupci priključenja proizvodnih postrojenja na distribucijsku elektroenergetsku mrežu u Republici Hrvatskoj, ovisno o vrsti korisnika mreže i snazi proizvodnog postrojenja te su istaknute najvažnije promjene u odnosu na Pravila o priključenju na distribucijsku mrežu od 18. 3. 2021.

Ključne riječi: priključenje, proizvodna postrojenja, sunčane elektrane, obnovljivi izvori, EMP, EOTRP, operativno ograničenje, pokusni rad, EPZ, EUEM

ABSTRACT

This paper describes the procedures for connecting power-generating modules to the distribution power grid in Croatia, depending on the type of user and the power of the power-generating module, and highlights the most important changes in relation to the Rules for grid connection to the distribution grid from March 18, 2021.

Key words: connection, power-generating modules, solar power plant, renewable sources, EMP, EOTRP, power limitation, trial work, EPZ, EUEM

1 UVOD

Pravila o priključenju na distribucijsku mrežu (u daljnjem tekstu: Pravila o priključenju) definiraju procedure priključenja za različite kategorije korisnika mreže te sumiraju i raspisuju odredbe koje su propisane zakonskim i podzakonskim aktima veće važnosti te stoga Pravila o priključenju moraju biti usklađena sa svom sljedećom regulativom:

- Zakonom o energiji
- Zakonom o tržištu električne energije (u daljnjem tekstu: ZOTEE)
- Zakonom o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji (u daljnjem teksu: ZOIE)
- Zakonom o gradnji
- Zakonom o prostornom uređenju
- Pravilnikom o općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom
- Pravilnikom o uvjetima kvalitete opskrbe električnom energijom
- Metodologijom za utvrđivanje naknade za priključenje na elektroenergetsku mrežu
- Uredbom o izdavanju energetskih odobrenja
- Mrežnim pravilima distribucijskog sustava (u daljnjem tekstu: Mrežna pravila).

Novim Pravilima o priključenju uvode se sve potrebne izmjene u odnosu na Pravila o priključenju na distribucijsku mrežu od 18. 3. 2021.u svrhu:

- usklađenja s novom zakonskom i podzakonskom regulativom
- unaprjeđenja pokazatelja kvalitete opskrbe električnom energijom
- ubrzanja postupka priključenja proizvodnih postrojenja instalirane snage do uključivo 50 kVA.

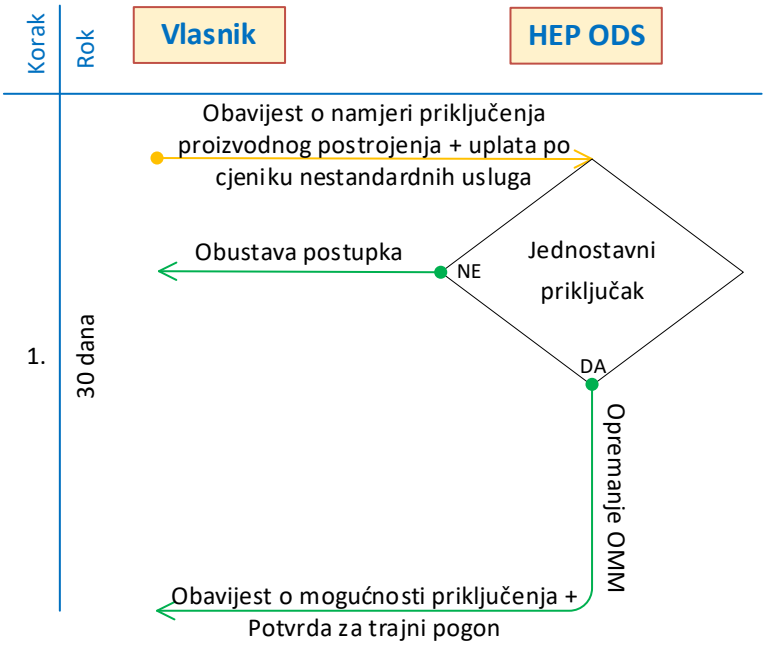
U ovom referatu opisuju se postupci priključenja proizvodnih postrojenja ovisno o vrsti korisnika mreže te instaliranoj, odnosno priključnoj snazi proizvodnog postrojenja, u skladu s odredbama novih Pravila o priključenju.

2 POSTUPAK PRIKLJUČENJA NA TEMELJU JEDNOSTAVNE OBAVIJESTI ZA PRIKLJUČENJE PROIZVODNOG POSTROJENJA NA INSTALACIJU POSTOJEĆEG KRAJNJEG KUPCA

Ovaj postupak odnosi se na postojećeg krajnjeg kupca koji traži priključenje proizvodnog postrojenja na postojeću instalaciju **s priključnom snagom u smjeru predaje u mrežu do uključivo 11,04 kW trofazno, odnosno 3,68 kW jednofazno**, bez povećanja priključne snage u smjeru preuzimanja iz mreže i uz zadržavanje iste faznosti (1f ili 3f) priključka.

U skladu s odredbama ZOIE-a, kompletan proces priključenja odvija se u samo jednom koraku, na način da se najprije izgradi proizvodno postrojenje i izvrši uplata naknade za priključenje prema Cjeniku nestandardnih usluga HEP ODS-a, te zatim vlasnik građevine dostavlja operatoru distribucijskog sustava (u daljnjem tekstu: ODS) Obavijest o namjeri priključenja proizvodnog postrojenja.

Na temelju zaprimljene Obavijest o namjeri priključenja proizvodnog postrojenja, u slučaju kada postoji mogućnost priključenja proizvodnog postrojenja jednostavnim priključkom, ODS je dužan u roku 30 dana od dana zaprimanja obavijesti, opremiti obračunsko mjerno mjesto (u daljnjem tekstu: OMM) i korisniku mreže dostaviti obavijest o mogućnosti priključenja, ažurirani prilog iz ugovora o korištenju mreže u kojem se evidentira nova priključna snaga te potvrdu za trajni pogon kojom se potvrđuje promjena statusa korisnika mreže.



Slika 1 Postupak priključenja na temelju Jednostavne obavijesti o namjeri priključenja proizvodnog postrojenja

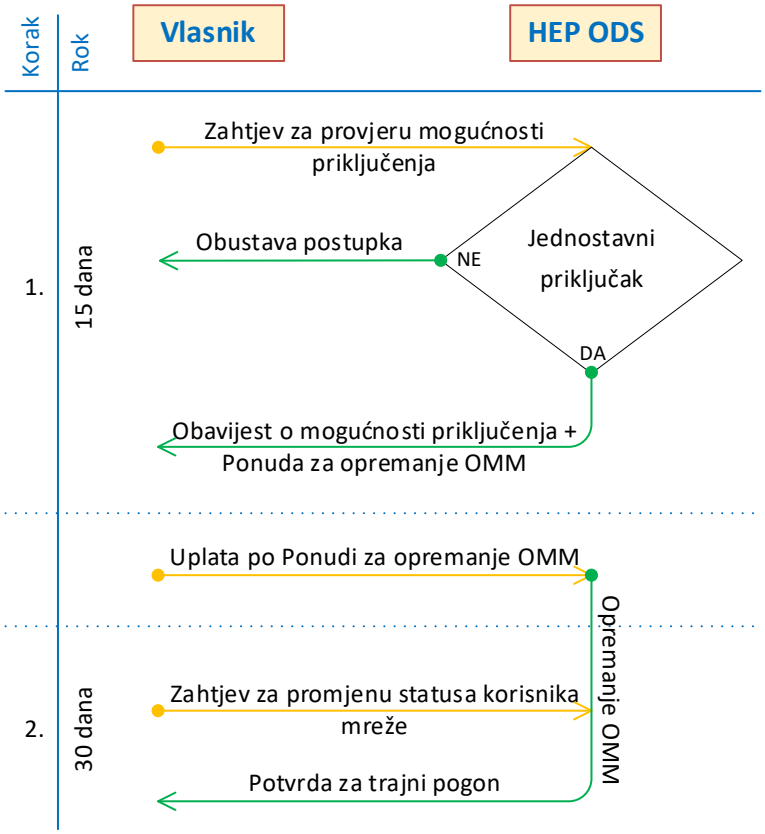
3 POSTUPAK PRIKLJUČENJA PROIZVODNOG POSTROJENJA NA INSTALACIJU POSTOJEĆEG KRAJNJEG KUPCA PRIKLJUČNE SNAGE DO UKLJUČIVO 50 KW

Ovaj postupak se odnosi na postojećeg krajnjeg kupca s priključnom snagom do uključivo 50 kW koji traži priključenje proizvodnog postrojenja na postojeću instalaciju, čija instalirana snaga nije veća od priključne snage navedene u postojećoj Elektroenergetskoj suglasnosti (u daljnjem tekstu: EES) ili ugovoru o korištenju mreže, uz zadržavanje iste faznosti (1f ili 3f) priključka.

Postupak priključenja odvija se u dva koraka. U prvom koraku vlasnik građevine podnosi ODS-u zahtjev za provjeru mogućnosti priključenja proizvodnog postrojenja na svoju postojeću instalaciju, a ODS vrši provjeru mogućnosti priključenja te u roku 15 dana izdaje Obavijest o mogućnosti priključenja. U slučaju postojanja mogućnosti priključenja, ODS uz Obavijest o mogućnosti priključenja dostavlja i Ponudu za opremanje OMM-a prema Cjeniku nestandardnih usluga HEP ODS-a.

Na temelju zaprimljene Obavijesti o mogućnosti priključenja vlasnik građevine gradi proizvodno postrojenje, a po završetku svih radova i podmirenja cjelokupnih troškova iz Ponude za opremanje OMM-a, vlasnik građevine dostavlja ODS-u zahtjev za promjenu statusa korisnika mreže. Na temelju zaprimljenog zahtjeva za promjenu statusa korisnika mreže, ODS u roku 30 dana izdaje Potvrdu za trajni pogon kojom se potvrđuje promjena

statusa korisnika mreže te ažurirani prilog iz ugovora o korištenju mreže u kojem se evidentira nova priključna snaga.



Slika 2 Postupak priključenja proizvodnog postrojenja na instalaciju postojećeg krajnjeg kupca priključne snage do uključivo 50 kW

4 POSTUPAK PRIKLJUČENJA PROIZVOĐAČA I OPERATORA SKLADIŠTA ENERGIJE

U skladu s odredbama ZOTEE-a, novim Pravilima o priključenju propisan je potpuno novi postupak za priključenje proizvođača i operatora skladišta energije, koji pored postupka priključenja podrazumijeva provođenje i prethodnog postupka priključenja.

Prethodni postupak priključenja sastoji se od izrade Elaborata mogućnosti priključenja (u daljnjem tekstu: EMP) i izdavanja preliminarnog mišljenja operatora distribucijskog sustava o mogućnosti priključenja te o mogućim opcijama za priključenje (u daljnjem tekstu: preliminarno mišljenje o mogućnosti priključenja). Preliminarnim mišljenjem o mogućnosti priključenja definiraju se moguće opcije za izvedbu priključka na mrežu, međutim, ne analizira se potreba za stvaranjem tehničkih uvjeta u mreži, niti potreba za primjenu operativnog ograničenja korištenja priključne snage.

Na temelju izdanog preliminarnog mišljenja o mogućnosti priključenja, investitor odnosno vlasnik građevine Ministarstvu gospodarstva i održivog razvoja podnosi zahtjev za ishođenjem energetskog odobrenja, a nakon ishođenja energetskog odobrenja započinje postupak priključenja kod ODS-a.

Postupak priključenja proizvođača i operatora skladišta energije sastoji se od izrade Elaborata optimalnog tehničkog rješenja priključenja (u daljnjem tekstu: EOTRP) i izdavanja Odluke o prihvatljivosti EOTRP-a, dok su daljnji koraci priključenja praktično isti kao kod priključenja krajnjeg kupca.

U prethodnom postupku priključenja, odnosno do stjecanja Odluke o prihvatljivosti EOTRP-a u postupku priključenja, investitora zastupa ovlašteni izrađivač elaborata, koji izrađuje EMP odnosno EOTRP i koji se nalazi na popisu ovlaštenih osoba operatora distribucijskog sustava, a sva komunikacija između ovlaštenog izrađivača elaborata i ODS-a odvija se elektronskim putem.

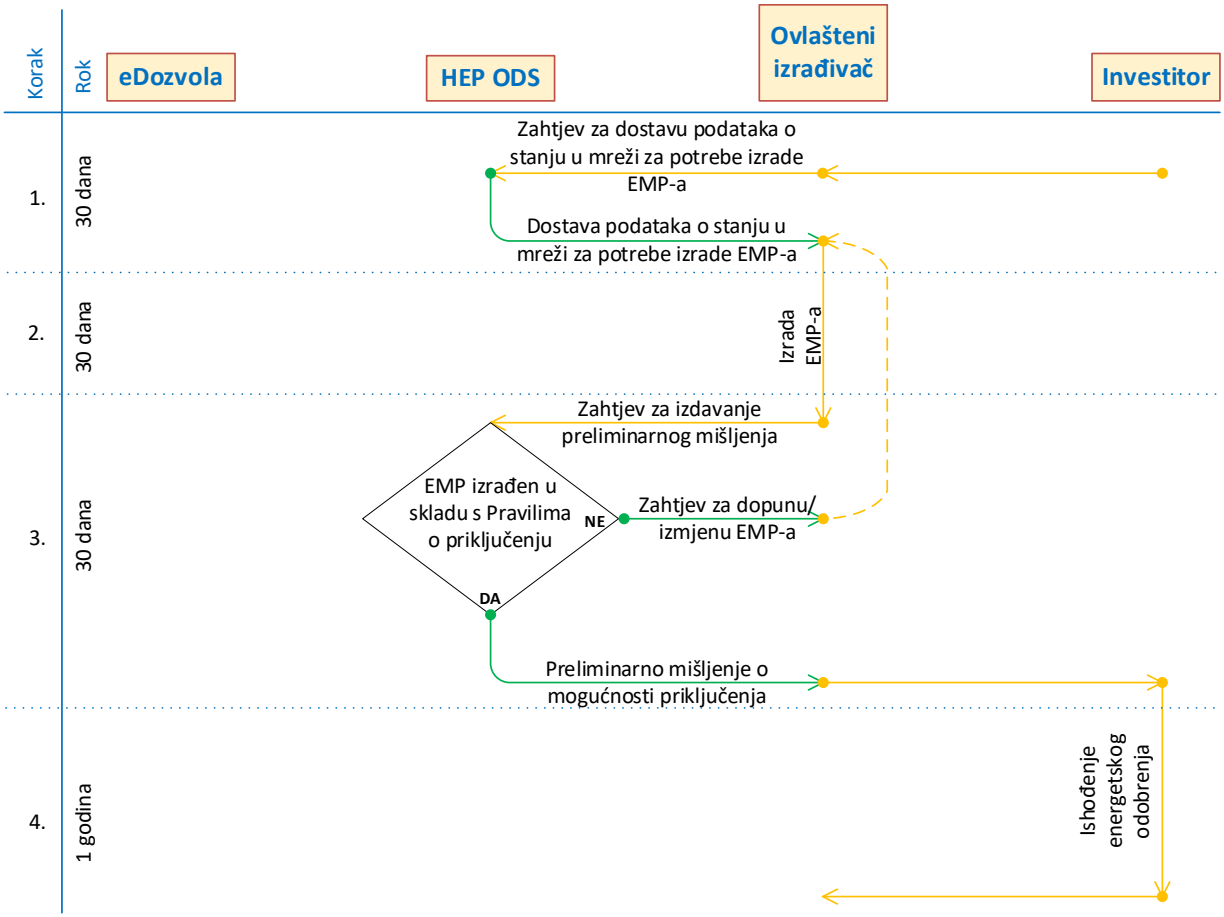
Ovaj postupak priključenja se ne odnosi na priključenje proizvođača kod kojeg se izgradnja proizvodnog postrojenja svrstava u jednostavne građevine odnosno radove, u skladu s propisima iz područja prostornog uređenja i gradnje – u tim slučajevima se postupak priključenja provodi po proceduri za priključenje krajnjeg kupca odnosno kupca s vlastitom proizvodnjom.

4.1 Prethodni postupak priključenja proizvođača i operatora skladišta energije

Prethodni postupak priključenja proizvođača i operatora skladišta energije provodi se u svrhu ishođenja energetskog odobrenja za izgradnju proizvodnog postrojenja odnosno postrojenja za skladištenje energije, u skladu s odredbama ZOTEE-a.

Osnovni koraci prethodnog postupka priključenja prikazani su na slici 3, a sastoje se od:

1 podnošenja zahtjeva za dostavu podataka o stanju u mreži za potrebe izrade EMP-a od strane ovlaštenog izrađivača i dostave podataka o stanju u mreži za potrebe izrade EMP-a od strane ODS-a
2 izrade EMP-a od strane ovlaštenog izrađivača
3 podnošenja zahtjeva za izdavanje preliminarnog mišljenja o mogućnosti priključenja od strane ovlaštenog izrađivača te pregleda i ocjene EMP-a odnosno izdavanja preliminarnog mišljenja o mogućnosti priključenja od strane ODS-a.



Slika 3 Prethodni postupak priključenja proizvođača i operatora skladišta energije

4.1.1 Elaborat mogućnosti priključenja (EMP)

EMP se izrađuje u svrhu sagledavanja mogućnosti priključenja ili povećanja priključne snage proizvođača i operatora skladišta energije te u svrhu utvrđivanja mogućih opcija priključenja na mrežu i sadrži minimalno:

- osnovne podatke o osobi ovlaštenoj za izradu EMP-a, investitoru i građevini
- osnovne tehničke podatke o proizvodnom postrojenju, odnosno postrojenju za skladištenje energije
- mikrolokaciju i makrolokaciju građevine u odnosu na postojeću mrežu
- relevantne podatke o mreži
- razmatrane opcije izvedbe priključka
- ocjenu mogućnosti priključenja na mrežu za svaku razmatranu opciju izvedbe priključka.

U EMP-u se sagledavaju različite opcije izvedbe priključka, prema prijedlogu ODS-a, a u ovisnosti o konfiguraciji mreže u okolini razmatrane lokacije, te se za svaku razmatranu opciju daje minimalno:

- grafički prikaz mjesta priključenja na postojeću mrežu, prijedlog trase priključnog voda i lokacije susretnog postrojenja na odgovarajućoj podlozi

- prijedlog tipa susretnog postrojenja (prema Prilogu 3 iz Pravila o priključenju)
- procjenski troškovnik za izgradnju priključka (na temelju planskih cijena ODS-a)
- proračun relativnog utjecaja proizvodnog postrojenja odnosno postrojenja za skladištenje energije na naponske prilike u mreži i strujno opterećenje elemenata mreže.

U sklopu sagledavanja mogućnosti priključenja ili povećanja priključene snage, u EMP-u se ne provodi analiza postojanja tehničkih uvjeta u dubini mreže, već se provjerava da li je priključenje proizvodnog postrojenja, odnosno postrojenja za skladištenje energije, u skladu s odredbama Mrežnih pravila u kojima se definira maksimalna priključna snaga svih proizvodnih postrojenja koji se mogu priključiti na SN mrežu napajanu iz TS VN/SN, uvažavajući aktualni desetgodišnji plan razvoja mreže ODS-a.

4.1.2 Preliminarno mišljenje o mogućnosti priključenja

Preliminarnim mišljenje o mogućnosti priključenja daje se ocjena mogućnosti priključenja za svaku razmatranu opciju priključenja, uvažavajući aktualni desetgodišnji plan razvoja mreže ODS-a te procijenjeni rok za izgradnju priključka.

Preliminarno mišljenje o mogućnosti priključenja ne jamči mogućnost priključenja na mrežu ako bi se priključenjem prekoračila maksimalno dopuštena priključna snaga svih proizvodnih postrojenja koja se priključuju na SN mrežu napajanu iz razmatrane TS VN/SN, u skladu s Mrežnim pravilima, u slučaju da je nakon izdavanja preliminarnog mišljenja ODS sklopio ugovore o priključenju za druga proizvodna postrojenja, odnosno ako su druga proizvodna postrojenja započela postupak priključenja.

Rok važenja preliminarnog mišljenja o mogućnosti priključenja je jedna godina od dana izdavanja, te je u tom roku investitor dužan ishoditi energetsko odobrenje u svrhu pokretanja postupka priključenja kod ODS-a.

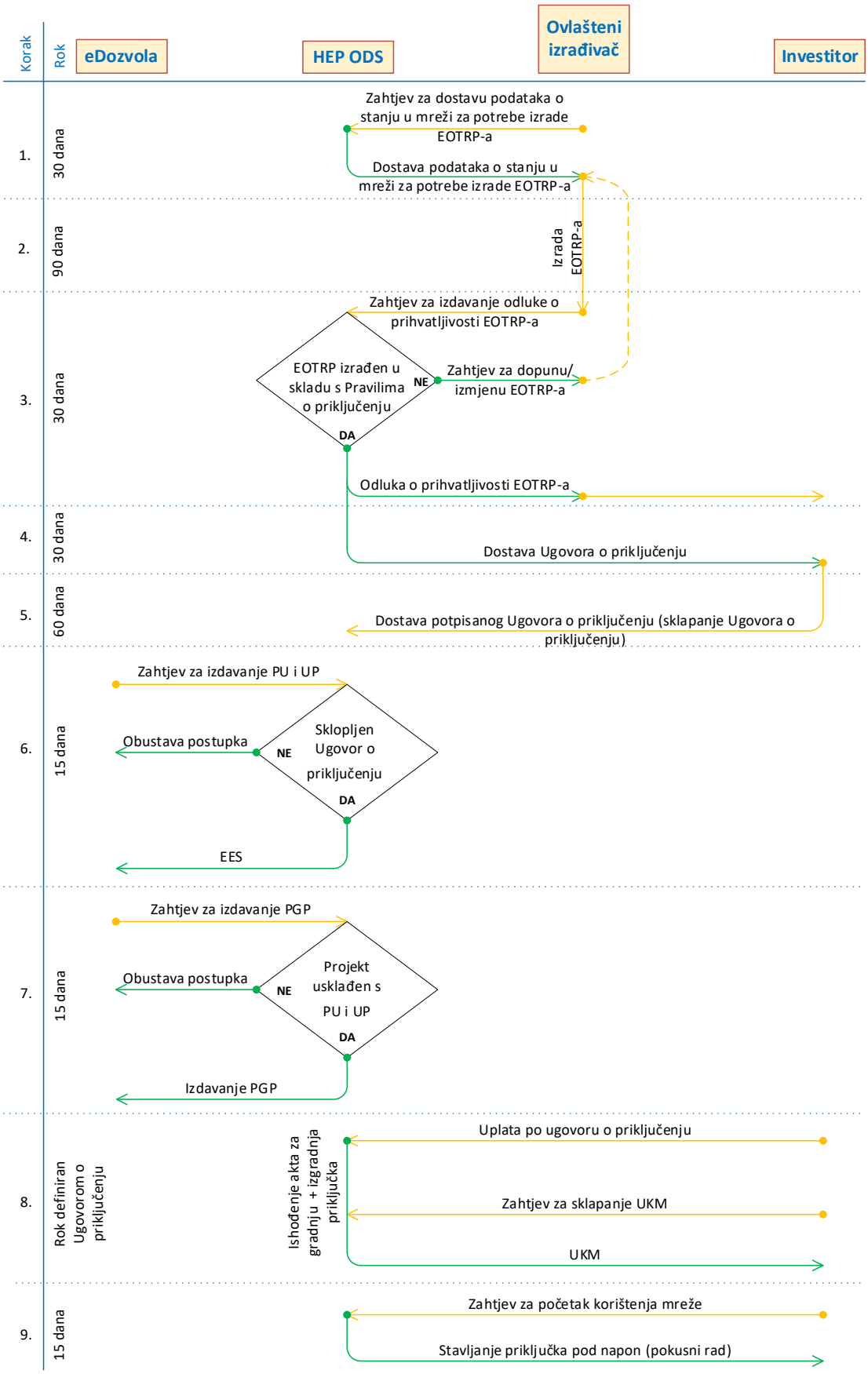
4.2 Postupak priključenja proizvođača i operatora skladišta energije

Postupak priključenja proizvođača i operatora skladišta energije provodi se nakon ishođenja energetskog odobrenja u skladu s odredbama ZOTEE-a.

Osnovni koraci postupka priključenja proizvođača i operatora skladišta energije prikazani su na slici 4., a sastoje se od:

1. podnošenja zahtjeva za dostavu podataka o stanju u mreži za potrebe izrade EOTRP-a od strane ovlaštenog izrađivača i dostave podataka o stanju u mreži za potrebe izrade EOTRP-a od strane ODS-a
2. izrade EOTRP-a od strane ovlaštenog izrađivača
3. podnošenja zahtjeva za izdavanje odluke o prihvatljivosti EOTRP-a od strane ovlaštenog izrađivača te dostave odluke o prihvatljivosti EOTRP-a od strane ODS-a
4. dostave ugovora o priključenju od strane ODS-a investitoru
5. sklapanja ugovora o priključenju
6. izdavanja EES
7. izdavanja potvrde glavnog projekta
8. uplate naknade za priključenje
9. izgradnje priključka i stvaranja tehničkih uvjeta u mreži
10. sklapanja ugovora o korištenju mreže
11. stavljanja priključka pod napon i izdavanja potvrde o početku korištenja mreže
12. pokusnog rada i izdavanja potvrde za trajni pogon, ako je u EES uvjetovan pokusni rad.

Optimalno tehničko rješenje priključenja na mrežu iz EOTRP-a za proizvođača odnosno operatora skladišta energije može odstupati od razmatranih opcija izvedbe priključka iz EMP-a.



Slika 4 Postupak priključenja proizvođača i operatora skladišta energije

4.2.1 Operativno ograničenje korištenja priključne snage

Novim Pravilima o priključenju uvodi se mogućnost priključenja na mrežu prije realizacije stvaranja tehničkih uvjeta u mreži, primjenom operativnog ograničenja korištenja priključne snage. Mogućnost primjene operativnog ograničenja korištenja priključne snage analizira se u EOTRP-u, ako se utvrdi da je u svrhu priključenja potrebno stvoriti tehničke uvjete u mreži.

Mogućnost primjene operativnog ograničenja korištenja priključne snage definirati će se ugovorom o priključenju, a u slučaju kada investitor pristaje na priključenje prije stvaranja tehničkih uvjeta u mreži, uz primjenu operativnog ograničenja korištenja priključne snage, sklapati će se dodatak ugovora o priključenju u kojem će se definirati sve odredbe za primjenu operativnog ograničenja korištenja priključne snage.

Kada se korisnik priključi na mrežu s mogućnošću primjene operativnog ograničenja korištenja priključne snage, ODS ne snosi troškove stvarno neisporučene električne energije zbog primjene operativnog ograničenja korištenja priključne snage do definiranog roka za stvaranje tehničkih uvjeta u mreži iz ugovora o priključenju.

5 POKUSNI RAD I DODATNI ELABORATI

Pokusni rad je niz planiranih ispitivanja ograničenog trajanja u stvarnim pogonskim uvjetima, kojima se utvrđuje spremnost postrojenja i instalacije korisnika mreže za udovoljavanje zahtjevima iz EES, Mrežnih pravila, Pravila o priključenju i drugih propisa koji reguliraju uvjete priključenja.

Novim Pravilima o priključenju ukida se potreba za provođenjem pokusnog rada kod priključenja jednostavnih proizvodnih postrojenja manjih snaga, odnosno ODS u EES uvjetuje obvezu provođenja pokusnog rada u slučaju priključenja:

- **proizvodnog postrojenja instalirane snage veće od 50 kVA**
- kupca s vlastitom proizvodnjom s mogućnošću rada u izoliranom pogonu
- postrojenja s vlastitim izvorom napajanja za koje je odobren kratkotrajni paralelni rad s mrežom te
- postrojenja za skladištenje energije.

Ispitivanja u pokusnom radu provodi voditelj ispitivanja odabran od strane korisnika mreže u koordinaciji s ODS-om, prema odobrenom Operativnom planu i programu ispitivanja u pokusnom radu (u daljnjem tekstu: OPIP). OPIP se izrađuje na tipskom predlošku ODS-a ovisno o vrsti i tipu proizvodnog postrojenja.

U sklopu tipskih predložaka OPIP-a uvedene su određene promjene u odnosu na ranije predloške Plana i programa ispitivanja u pokusnom radu (PPI), od kojih su najbitnije slijedeće:

- Mjerenje kvalitete napona i povratnog utjecaja na mrežu na OMM-u korisnika mreže se provodi jednokratno, nakon priključenja proizvodnog postrojenja. U slučaju da je mjerenjem utvrđeno kako pokazatelji kvalitete napona premašuju propisane granice, a mogući uzrok je proizvodno postrojenje, potrebno je ponoviti sedmodnevno mjerenje kvalitete napona na OMM korisnika mreže s isključenim proizvodnim postrojenjem.
- Za sunčane elektrane nije potrebno provoditi ispitivanje djelotvornosti zaštite od neželjenog otočnog pogona ako proizvodni modul posjeduje certifikat o sukladnosti s normom *HRN EN 62116 Utility-interconnected photovoltaic inverters – Test procedure of islanding prevention measures*.
- Uvode se nova ispitivanja kojima se potvrđuje udovoljavanje zahtjevima iz *Uredbe Komisije (EU) 2016/631 od 14. travnja 2016. o uspostavljanju mrežnih pravila za zahtjeve za priključivanje proizvođača električne energije na mrežu*.
- Ne provode se ispitivanja koja se odnose na dijelove postrojenja i instalacija korisnika mreže na koja HEP ODS nije dao posebne zahtjeve, već isto spada u domenu projektnog rješenja proizvodnog postrojenja (voditelj ispitivanja može provoditi predmetna ispitivanja neovisno o OPIP-u).

Izrada Elaborata podešenja zaštite (EPZ) i Elaborata utjecaja na elektroenergetsku mrežu (EUEM) nužna je kod priključenja proizvodnog postrojenja instalirane snage veće od 50 kVA.

6 ZAKLJUČAK

U skladu s aktualnom politikom Europske unije po pitanju integracije obnovljivih izvora energije, novim Pravilima o priključenju uvedene su ciljane mjere u svrhu pojednostavljenja i ubrzanja postupka priključenja proizvodnih postrojenja instalirane snage do uključivo 50 kVA, koja imaju najveći potencijal za brzo izvođenje i izravan učinak na ciljeve Europske unije.

Novim Pravilima o priključenju izjednačava se postupak priključenja za sve kategorije korištenja mreže (kućanstvo i poduzetništvo) te i postojeći korisnici mreže kategorije poduzetništvo mogu po skraćenom postupku priključiti proizvodno postrojenje na svoju instalaciju, na isti način koji je do sada vrijedio za kućanstva s

vlastitom proizvodnjom. Dodatno, za proizvodna postrojenja s priključnom snagom do uključivo 3,68 kW jednofazno, odnosno 11,04 kW trofazno, koja se priključuju na instalaciju postojećeg krajnjeg kupca, uvedena su još značajnija pojednostavljenja te je cijeli postupak priključenja moguće realizirati u samo jednom koraku i unutar 30 dana.

Za proizvodna postrojenja za koja je potrebno ishoditi energetsko odobrenje, u skladu s odredbama ZOTEE-a, novim Pravilima o priključenju propisan je potpuno novi postupak, koji pored postupka priključenja podrazumijeva provođenje i prethodnog postupka priključenja.

Pored novina u postupcima priključenja proizvodnih postrojenja, novim Pravilima o priključenju uvedena su pojednostavljenja i u postupcima priključenja krajnjih kupaca koja bitno utječu na skraćivanje trajanja realizacije priključenja, a time su stvorene pretpostavke za poboljšanje pokazatelja kvalitete opskrbe električnom energijom iz skupine priključenja na mrežu.

LITERATURA

[1] Hrvatski sabor: *Zakon o tržištu električne energije*, NN 111/2021, 14.10.2021.

[2] Hrvatski sabor: *Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji*, NN 138/2021, 15.12.2021.

[3] HEP – Operator distribucijskog sustava d.o.o.: *Mrežna pravila distribucijskog sustava,* NN 74/2018., NN 52/2020., 17.8.2018.

[4] Hrvatska energetska regulatorna agencija: Pravilnik o uvjetima kvalitete opskrbe električnom energijom, NN 84/2022, 20.7.2022.

[5] Vijeće europske unije: *Uredba vijeća (EU) 2022/2577 od 22. prosinca 2022. o utvrđivanju okvira za ubrzavanje uvođenja energije iz obnovljivih izvora*, Službeni list Europske unije L 335/36

CIRED CRNA GORA

I SAVJETOVANJE O ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R4-02

UNAPREĐENJE FLEKSIBILNOSTI VETROELEKTRANE KRNOVO PRIMENOM INTEGRISANOG GRAVITACIONOG SKLADIŠTA ENERGIJE

IMPROVING THE FLEXIBILITY OF THE KRNOVO WIND POWER PLANT USING AN INTEGRATED GRAVITY ENERGY STORAGE

Kristina DŽODIĆ, Elektrotehnički fakulutet, Univerzitet u Beogradu, Srbija
Željko ĐURIŠIĆ, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

U ovom radu predloženo je inovativno rešenje skladištenja energije koje se sastoji od železničke kompozicije velike mase sa motor-generatorima koji kontrolišu njeno kretanje po geološkoj strmoj ravni određenog nagiba. U motornom režimu kompozicija se izvlači uz strmu ravan i na taj način se vrši skladištenje uložene električne energije koju troše pogonski motori na račun porasta gravitacione potencijalne energije kompozicije. Kretanjem kompozicije niz strmu ravan, raspoloživa potencijalna energija se predaje mašinama koje rade u generatorskom režimu i injektiraju uskladištenu potencijalnu energiju u elektroenergetski sistem. Upravljanje snagom se vrši kroz upravljanje brzinom kretanja kompozicije. Predloženi koncept je demonstriran u okviru vetroelektrane Krnovo, gde je projektovan višekolosečni železnički sistem na pogodnoj padini sa približno konstantnim nagibom od oko 15° i visinskom razlikom od oko 600 m. Upravljanje ovim sistemom omogućava i upravljanje snagom u tački priključenja vetroelektrane čime se bitno može unaprediti njena fleksibilnost. Prednost predloženog sistema je što se bazira na jednostavnom principu i poznatim tehnologijama, ima visok stepen efikasnosti, dug životni vek i ne sadrži opasne materije. Nedostatak je što je primenljiv samo na lokacijama na kojima postoji pogodna konfiguracija terena i što zahtevva relativno veliki prostor za izgradnju železničke pruge.

Ključne riječi: vetroelektrane, gravitaciono skladište, fleksibilnost

ABSTRACT

In this paper, an innovative energy storage solution is proposed, which consists of a large-mass railway composition with a motor-generator machines that controls its movement along steep geological plane. In motor mode, the composition is pulled up along a steep plane and in this way the electrical energy consumed by the motors is stored at the expense of the increase in the potential energy of the composition. By moving the composition down a steep plane, the available potential energy is transferred to the electric machines that works in generator mode and injects the stored potential energy into the power system. Power management is done by managing the speed of movement of the composition. The proposed concept was demonstrated within the Krnovo wind farm, where a multi-track railway system was designed on a suitable slope with an approximately constant slope of about 15° and a height difference of about 600 m. By managing this system, it is possible to manage the power at the connection point of the wind farm, which can significantly improve its flexibility. The advantage of the proposed system is that it is based on a simple principle and known technologies, a high degree of efficiency, a long-life span and does not contain hazardous substances. The disadvantage is that it is applicable only in locations where there is a suitable terrain configuration.

Key words: wind power plants, gravity storage system, flexibility

Kristina Džodić, e-mail: kristinadz@etf.rs,
Željko Đurišić, e-mail:djurisic@etf.rs

1. UVOD

Trend integracije obnovljivih izvora energije (OIE), koji je viđen kao osnovna mera ublažavanja klimatskih promena, dovodi do brojnih izazova u upravljanju elektroenergetskim sistemima (EES). Pouzdan rad EES-a

zahteva neprekidno održavanje ravnoteže između proizvodnje i potrošnje električne energije, te neizvesnost koju uvodi varijabilna proizvodnja OIE, dovodi do većih energetskih debalansa koji se moraju otklanjati u realnom vremenu. Osnovni uzrok za ovo je neizvesnost u prognozi proizvodnje ovakvih izvora, ali i brze promene izlazne snage, koje moraju biti nadomešćene od strane drugih, konvencionalnih izvora. Za operatora prenosnog sistema to znači da je potrebno zakupiti više balansnih kapaciteta odgovarajućih tehničkih karakteristika, i posledično veće troškove balansiranja.

Vetroenergetika je u poslednjim decenijama doživela najveći tehnološki razvoj i rast instalisanih kapaciteta. Tome su doprinele i podsticajne mere, poput fid-in tarife, (1), koje su države sprovodile kako bi stvorile povoljnije poslovno okruženje za razvoj ovih projekata. Sa prestankom primene podsticajnih mera, vetroelektrane (VE) će postati ravnopravni učesnici na tržištima električne energije, a i balasno odgovorne strane (BOS) koje će za napravljeni debalans u sistemu biti finansijski penalizovane. Balasni mehanizam za cilj ima da sve učesnike na tržištu motiviše da ne prave odstupanja od ugovorenih plasmana, te se tako nameće potreba da prognoza proizvodnje VE bude što tačnija. Pregled literature sproveden u (2) je pokazao da prognostički modeli proizvodnje VE za vremenske horizonte koji su merodavni za dan-unapred tržište imaju srednje kvadratna odstupanja od 5-20% nominalne snage. Međutim, sa približavanjem trenutku ostvarenja, proizvodnja VE postaje pouzdanija, te bi učešće na unutardnevnom (eng. *Intra-day*, ID) tržištu električne energije pružilo mogućnost da se dodatno proda ili kupi el. energija, u skladu sa ažuriranom prognozom (3), i time poboljša ekonomičnost rada VE (4). U zemljama Zapadnog Balkana ID tržišta ne postoje, u razvoju su, ili još uvek nisu likvidna, ali prateći trend razvijenih evropskih zemalja, u perspektivi se očekuje da će biti moguće da VE uzmu učešće i na njima.

Kako se raspoloživost energije vetra ne može pouzdano predvideti ni nekoliko sati unapred i odstupanje od ID prognoza je neizbežno, kao moguće rešenje se vidi da VE ima na raspolaganju i sistem za skladištenje energije, koji može da obezbedi određeni nivo fleksibilnosti i smanjenje debalansa koji VE pravi u sistemu. Operatori prenosnog sistema sve češće zahtevaju da vetroelektrane budu građene kao hibridni sistemi koji, pored proizvodnih kapaciteta u svojim instalacijama imaju i sisteme za skladištenje energije, koji će omogućiti pokrivanje greške prognoze proizvodnje. Najčešće primenjivana skladišta su baterijski sistemi, koji imaju dobre prerformanse u pogledu brzine i snage odziva. Ipak, karakteriše ih niz nedostataka kao što su: relativno kratak životni vek koji je direktno zavistan od broja ciklusa punjenja i pražnjenja, visoka cena po jedinici instalisanog kapaciteta, opasnost od požara, kao i rizik od zagađenja životne sredine tokom eksploatacije i odlaganje opasnih hemikalija na kraju eksploatacionog veka. Skladištenje u vidu gravitacione energije je poznat princip na kome rade reverzibilne hidroelektrane, ali, poslednjih godina u fokusu istraživačkih radova su gravitaciona skladišta (eng. *Gravity Storage System*, GES) koja kao medijum za skladištenje koriste čvrste materijale (5). U ovom radu se kao rešenje predlaže korišćenje električnog teretnog voza koji se kreće po strmoj ravni, a čije kretanje prati konverzija gravitacione u električnu energiju i obrnuto. Podstanica za napajanje kompozicije se priključuje u istoj tački kao i glavna transformatorska stanica vetroelektrane, predstavljajući njen integralni deo. Upravljanje kretanjem kompozicije ujedno omogućava i upravljanje snagom razmene u tački priključenja vetroelektrane na mrežu, a samim tim i veći nivo fleksibilnosti. Prednost predloženog sistema je što se bazira na jednostavnom principu i poznatim tehnologijama, ima visok stepen efikasnosti, dug životni vek i ne sadrži opasne materije. Nedostatak je što je primenljiv samo na lokacijama na kojima postoji pogodna konfiguracija terena.

Predmet analiza koje su sprovedene u ovom radu se može rezimirati na sledeći način:

1. Predstavljene su osnovne tehničke karakteristike predloženog gravitacionog sistema za skladištenje enegije koji se zasniva na teretnom vozu (u nastavku vozGES).
2. Predložena je strategija učešća VE na ID tržištu električne energije, odnosno dat je predlog unutardnevnog popravljanja prognoze i usklađivanje ID ponude sa pozicijom voza.
3. Na primeru VE Krnovo je demonstriran model za koordinisano učešće na ID tržištu sa gravitacionim sistemom za skladištenje, sa ciljem da se utvrdi u kojoj meri je moguće smanjiti debalans snage injektiranja u EES koji nastaje kao posledica greške DA prognoze.

2. GRAVITACIONO SKLADIŠTE ZASNOVANO NA ELEKTRIČNOM TERETNOM VOZU

Predloženi koncept gravitacionog skladišta čini teretni voz koji se napaja prema standardnom principu prenosa snage u železnici, s tim što je napon napajanja trofazni, a ne monofazni. Trofazna elektrifikacija železnice u praksi već postoji, mada nije široko rasprostranjena. Primenjuje se u planinskim regionima, gde treba savladati velike uspone, uglavnom za prevoz putnika. Savremeni sistemi trofaznog napajanja železnice su realizovani naponom od 725 do 3000 V, 50 ili 60 Hz, najčešće sa dva kontaktna užeta i dva pantografa, dok se kao treći provodnik koristi šina (6). U predloženom rešenju vozGESa, prenos snage bi se vršio preko tri kontaktna provodnika i tri standardna pantografa, čime se postiže da nema povratnog puta struje kroz šine. Nedostatak koncepta je što je potrebno obezbediti dovoljno rastojanje između pantografa i kontaktnih provodnika. Užad su povezana sa trofaznim transformatorom 33/1 kV/kV, koji se nalazi u lokomotivi, i napaja nekoliko vučnih asinhronih mašina, tako da i njihova masa učestvuje u skladištenju.

Na trasama nagiba većih od 10°, ostvarivanje potrebne vučne, ali i kočione sile se postiže primenom zupčastih šina. Naime, pružni kolosek čine dve konvencionalne šine između kojih je jedna zupčasta šina. Pogonska vozila i

vagoni su opremljeni sa jednim ili više zupčastih pogonskih točkova, da bi se obezbedilo pravilno kočenje i da bi se izbeglo klizanje pri kretanju nizbrdo. Vučna i kočiona sila se prenosi na sve točkove ali nazubljena šina onemogućava proklizavanje. Prema podacima iz (7), efikasnost vučnog električnog pogona (veza reduktor –vučni motor– invertor) je 90%.

Princip rada ovog skladišta se zasniva na upravljanju brzinom kretanja kompozicije. Kada postoji potreba za potrošnjom energije, odnosno punjenjem skladišta, pogonske mašine rade u motornom režimu, kompozicija se penje uz strmu ravan i na taj način se vrši skladištenje uložene električne energije koju troše pogonski motori na račun porasta gravitacione potencijalne energije kompozicije – režim punjenja skladišta. Pri kretanju niz strmu ravan, mašine rade u generatorskom režimu rada, potencijalna energija se konvertuje u elekričnu i plasira u EES – režim pražnjenja skladišta.

Energetski kapacitet skladišta zavisi od specifične težine materijala koji se koristi kao teret, ukupnog broja i zapremine vagona i visinske razlike između krajnjih tačaka koloseka. Opterećenje voza treba da čini teret velike gustine, ali niske cene, poput betonskih blokova, šljunka ili peska, kako bi se izbegla primena skupih materijala. U zavisnosti od potreba primene, može se izgraditi više paralelnih koloseka, kako bi se povećao kapacitet bilo u energiji, ili u snazi. Ukupni bruto energetski kapacitet voz-GES sistema, izražen u MWh se može sračunati na sledeći način:

$$W_{total} = \frac{n_p n m g h}{3600 \cdot 10^6} \tag{1}$$

gde je: n_p broj koloseka, odnosno paralelnih pruga u sistemu, n broj vagona u jednoj kompoziciji, m masa napunjenog vagona, g je gravitaciono ubrzanje (9,81 m/s^2), a h je visinska razlika između dve krajnje tačke pruge. Treba imati u vidu, da je zbog dužine kompozicije, centar mase vagona nemoguće popeti do najviše, odnosno spustiti do najniže tačke, i da je neto energetski kapacitet skladišta zbog toga manji.

Snaga punjenja/pražnjenja ovog sistema, zavisi od brzine kretanja voza i pod pretpostavkom da se trenje može zanemariti, je definisana sledećim izrazom:

$$P = n_p n m g sin(\alpha) v \tag{2}$$

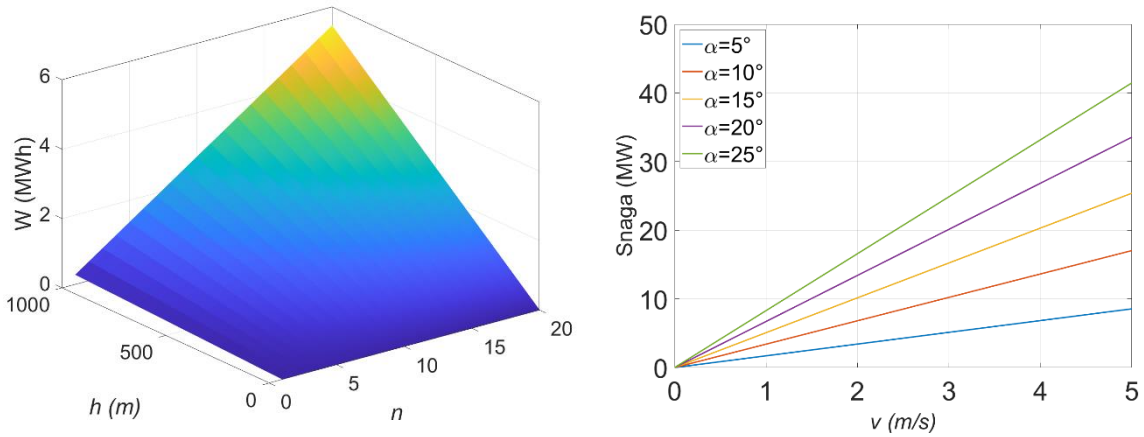
gde je α nagib terena na kome se nalazi pruga, a v je brzina kretanja voza.

Za karakteristike vagona koje su date u Tabeli 1, zavisnost bruto energetskog kapaciteta, kao i snage punjenja/pražnjenja skladišta sa 20 vagona od relevantnih veličina je prikazana na Sl.1.

Tabela 1 – Pregled karakteristika jednog teretnog vagona

Dimenzije vagona (visina – širina - dužina) [m]	2x2,5x9,5
Gustina tereta [kg/m^3]	2000
Masa praznog vagona [t]	5
Masa napunjenog vagona [t]	100

Može se zaključiti da je za ostvarivanje kapaciteta skladišta većeg od 1 MWh, potrebno obezbediti visinsku razliku od bar 200 m (za kompoziju od 20 vagona). Ovaj zahtev je uslovljen konfiguracijom terena, strminom nagiba i mogućnošću izgradnje pruge dovoljne dužine. Snaga skladišta je reda MW, pri čemu se i pri malim brzinama kretanja (1 m/s) na nagibu od 15° može razviti snaga od 5 MW.



Slika 1 – Zavisnost ukupnog kapaciteta skladišta od broja vagona u kompoziciji i visinskog pada (levo), i snage punjenja/pražnjenja sistema 10 vagona od nagiba i brzine kretanja (desno)

3. UČEŠĆE NA UNUTARDNEVNOM TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE

Centralni deo savremenih tržišta električne energije je tržište za dan unapred (DA), gde se odvija većina aktivnosti kupovine i prodaje električne energije. DA tržište funkcioniše po prinicipu aukcije, gde svi učesnici dostavljaju svoje ponude i potražnju do podneva tekućeg dana, a za 24 sata narednog. Nakon čišćenja DA tržišta i formiranja DA cena, otvara se unutardnevno (ID) tržište, omogućavajući učesnicima prilagođavanje pozicija zauzetih na DA tržištu u skladu sa novodobijenim informacijama, (3). Dizajn ID tržišta se razlikuje od zemlje do zemlje, te tako postoji više jediničnih vremenskih intervala na kojim se trguje (15, 30 ili 60 min). Uglavnom se ID trgovina oslanja na neprekidno bilateralno ugovaranje, sa cenama koje se određuju u procesu „cena kao ponuda“ (eng. „pay as bid“) (4). ID tržište se obično otvara u 15:00 prethodnog dana i trgovanje se nastavlja do 5 do 30 minuta pre isporuke za svaku tržišnu vremensku jedinicu, ali značajna likvidnost obično postaje dostupna tek 5 do 6 sati pre trenutka isporuke, (3). U analizama sprovedenim u ovom radu je usvojeno da je tržišni vremenski period na ID tržištu 30 min, i da se ID tržište zatvara pola sata pre početka vremena isporuke.
Nakon zatvaranja ID tržišta za jedan tržišni vremenski period, učesnici na tržištu više nemaju mogućnost prilagođavanja svojih pozicija. Proces poravnanja debalansa se odvija na balansnom tržištu (BM), nakon realnog vremena, gde se pojedinačni debalansi, odnosno odstupanja od ugovorenih plasmana sa DA i ID valorizuju prema cenama debalansa. Cene debalansa se formiraju na takav način da podstiču BOS da obezbede da njihova generisanja u realnom vremenu budu što bliža ponudama na DA + ID tržištima. Ovo usklađivanje je posebno izazovno za one BOS čija se proizvodnja oslanja na OIE, zbog naglih varijacija u primarnim izvorima energije. U tom kontekstu, ažurirane prognoze proizvodnje vetroelektrane omogućavaju prilagođavanje ponuda na ID tržištu, ali se ipak ne može u potpunosti izbeći odstupanje u realnom vremenu. Posedovanje fleksibilnih resursa sa odgovarajućom strategijom upravljanja može operateru VE obezbediti smanjenje debalansa.

3.1 Unutardnevno popravljanja prognoze proizvodnje vetroelektrane

Pod pretpostavkom da je operator VE neutralan prema riziku, on na DA tržištu licitira prognoziranu proizvodnju za dan unapred, što znači da se DA prognoza pravi 12 do 36 sati pre trenutka realizacije samog događaja. Na tom relativno dugom horizontu predviđanja nije lako ostvariti visok stepen tačnosti. Kako se bliži trenutak ostvarenja, proizvodnja postaje sve predvidljivija, te učešće VE na ID tržištu može značajno da doprinese smanjenju ukupnog debalansa koji VE pravi. Ovde je od interesa kratkoročna prognoza proizvodnje koja se pravi za 1 sat unapred. Pristup predložen u ovom radu zasniva se na računanju srednje greške DA prognoze u poslednjih sat vremena, uz pretpostavku da će tako biti i u narednih sat vremena. Kako su dostupni bili 10-min podaci ostvarenja, matematički izrazi će biti prilagođeni tom vremenskom koraku. Predloženi pristup je definisan sledećim relacijama:

$$e_i = \frac{1}{N_{prev}} \sum_{j=1}^{N_{prev}} (x_{i-j} - y_{i-j}) \tag{3}$$

$$\hat{y}_i = y_i + e_i, \text{ for } i = N_{ID}, \dots, N_{next} \tag{4}$$

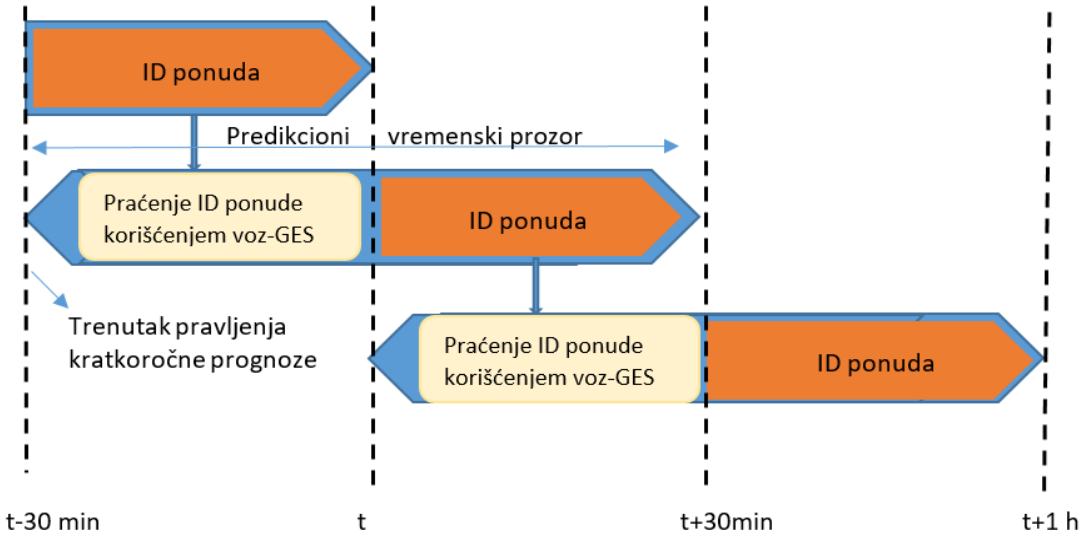
gde su: N_{prev}- prethodni vremenski period tokom kog se računa greška DA prognoze izražen kao broj 10-min odbiraka (N_{prev}=6), N_{ID}- broj 10 minutnih intervala do zatvaranja ID tržišta (N_{ID}=3), N_{next}- horizont predviđanja izražen kao broj 10-min odbiraka (N_{next}=6), e_i- srednja greška prognoze koja je prethodila trenutku *i*, x_{i-j}-izmerena izlazna snaga vetroelektrane tokom *j*-tog intervala pre *i*-tog, y_{i-j} - prognozirana izlazna snaga vetroelektrane tokom *j*-tog intervala pre *i*-tog, y_i – prognozirana izlazna snaga za budući vremenski interval *i*, $\hat{y}_i$- nova prognoza koja se pravi za budući interval *i*.
Nakon ovako formirane kratkoročne prognoze, vrši se dodatna korekcija ID ponude kojom se pozicija voza prilagođava potrebama balansiranja i to tako što se teži održavanju pozicije na srednjoj visini između krajnjih tačaka. Razlog za ovaj pristup je povećanje raspoloživosti voza za pružanje usluga balansiranja, odnosno izbegavanje situacija u kojima postoji potreba za kretanjem voza naviše, a on je već na najvišoj visini ili obrnuto. Tako da, ako je u trenutku t procena da će se u narednih pola sata vozovi kretati naviše, onda korekcija ID ponude za period (t+30 min) do (t+1h) treba da bude takva da je veća od prognozirane proizvodnje, kako bi se povećala verovatnoća da će se voz u prognoziranom periodu kretati naniže, čime bi se voz na kraju aktuelnog polusatnog perioda za koji se vrši korekcija prognoze vratio na poziciju koja je što bliže srednjoj visini. Isto tako, ako se očekuje da će se kretanjem u narednih pola sata voz pomeriti ka donjem kraju pruge, onda će korekcija vrednosti iz izraza (2) biti takva da smanji progniziranu vrednost za ID tržište, jer vozove treba popeti, odnosno GES sistem treba da potroši dodatnu snagu. Vrednost korekcije prognoze zavisio od zatečene pozicije voza u odnosu na srednju visinu. Promena položaja kompozicije u narednom polusatnom intervalu se određuje prema sledećem izrazu, ukoliko kratkoročna prognoza premašuje DA+ID ponudu i očekuje se da će doći do penjanja kompozicije:

$$\Delta h_i = \sum_{i=1}^{N_{ID}} P_{GES,i} \frac{3600 \cdot 10^6 \eta}{6 n_p n m g}, \text{ za } i = N_{ID}, \dots, N_{next} \tag{5}$$

odnosno, ako se očekuje da će se u narednih pola sata kompozicija spuštati:

$$\Delta h_i = \sum_{i=1}^{N_{ID}} P_{GES,i} \frac{3600 \cdot 10^6}{6 n_p n m g \eta}, \text{ za } i = N_{ID}, \dots, N_{next} \tag{6}$$

gde je η efikasnost konverzije elektrovučnog pogona, a $P_{GES,i}$ procenjena snaga sa kojom će vozGES pratiti poziciju sa DA+ID tržišta. Na Sl.2 je grafički prikazan vremenski redosled događaja u usvojenoj analizi.



Slika 2 – Vremenski redosled pravjenja kratkoročne prognoze, ID trgovanja i upravljanja vozGESom

4. STUDIJA SLUČAJA: VETROELEKTRANA KRNOVO

Vetroelektrana Krnovo se nalazi na istoimenoj planinskoj visoravni (42.89246° N; 19.06205° E), severoistočno od Nikšića, na nadmorskoj visini od oko 1550 m (Sl. 3). Vetroelektranu čini 26 vetroagregata model GE 2.75-103, ukupne instalisane snage 72 MW. Autorima su na raspolaganju vremenske serije ostvarene proizvodnje sa 10-minutnom rezolucijom tokom 2020. god. i satne prognoze proizvodnje za dan unapred tokom iste godine. Za potrebe proračuna, satne vrednosti prognoza su ekstrapolirane u 10-minutne.

Slika 3 – Fotografija vetroagegata u VE Krnovo i pozicija na mapi Crne Gore

3.1 Pokazatelji kvaliteta prognoze i energetskog debalansa

Kao pokazatelji kvaliteta prognoze VE Krnovo analizirani su sledeći indikatori:

- Apsolutno odstupanje tokom intervala n:

$$\Delta P_n = P_{observed\ n} - P_{forecast\ n}\ ,\ n=1,2,...,52704 \tag{7}$$

- Srednje kvadratno odstupanje (eng. *Root Mean Square Error*, RMSE):

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{n=1}^{N}\left(\frac{P_{observed\ n} - P_{forecast\ n}}{P_{rated}}\right)^2} \tag{8}$$

- Srednja apsolutna greška (eng. *Mean Absolute Error*, MAE):

$$\sigma = \frac{\sum_n \left|\frac{\Delta P_n}{P_{rated}}\right|}{N} \cdot 100\% \tag{9}$$

- Srednja pozitivna greška: $$\sigma_{+} = \frac{\sum_{i} \frac{\Delta P_i}{P_{rated}}}{I} \cdot 100\% \quad (10)$$
- Srednja negativna greška: $$\sigma_{-} = \frac{\sum_{j} \frac{|\Delta P_j|}{P_{rated}}}{J} \cdot 100\% \quad (11)$$

U prethodnim izrazima, usvojene oznake predstvljaju sledeće: $P_{forecast\ n}$ - prognoza proizvodnje VE u n-tom desetominutnom intervalu, $P_{observed\ n}$ - izmerena snaga proizvodnje VE u intervalu n, P_{rated} - instalisana snaga VE, N - ukupan broj 10-minutnih intervala tokom razmatrane godine (52704), I / i - ukupan broj sati/indeksi tokom kojih je $\Delta P_i > 0$,
J / j - ukupan broj sati/indeksi tokom kojih je $\Delta P_i < 0$.
Osim navedenih, izračunati su i pokazatelji energetskog debalansa koji nastaje usled odstupanja ostvarenja prognoze i koji su od interesa za operatora prenosnog sistema. Merodavnim se smatraju sledeći:

- Ukupni apsolutni energetski debalans*:*

$$W = \sum_{n=1}^{N} \left| P_{observed\ n} - P_{forecast\ n} \right| / 6 \quad (12)$$

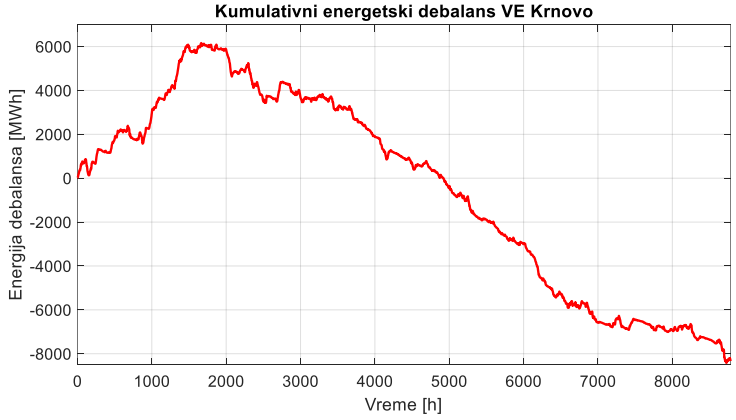
- Ukupni pozitivni debalans:

$$W_{+} = \sum_{i=1}^{I} \left(P_{observed\ i} - P_{forecasted\ i} \right) / 6 \quad (13)$$

- Ukupni negativni debalans:

$$W_{-} = \sum_{j=1}^{J} \left(P_{forecast\ j} - P_{observed\ j} \right) / 6 \quad (14)$$

Na Sl.4 je prikazan kumulativni energetski debalans VE Krnovo tokom 2020. godine. Vidi se da je u prva dva i po meseca ostvarenje proizvodnje u najvećem broju slučajeva bilo veće od DA prognoze, dok u ostatku godine postoji značajan podbačaj u odnosu na prognozirane vrednosti. U kontekstu energetskog kapaciteta skladišta koji je potreban da se eliminiše ovaj debalans, ovakav dijagram je kritičan zbog potrebe da se do 15. marta uskladišti energija od približno čak 6 GWh, a zatim da se skladište potpuno isprazni i da obezbedi još 8 GWh energije na za pokriće kumulativne greške u prognozi proizvodnje za dan unapred.



Slika 4 – Kumulativni energetski debalans VE Krnovo

U nastavku će biti predstavljeni rezultati predloženog ID trgovanja u kombinaciji sa primenom vozGES sistema kao integralnog dela VE Krnovo. Cilj je proceniti u kojoj meri predložena strategija može doprineti smanjenju debalansa koji nastaje kao greška DA prognoze proizvodnje vetroelektrane.

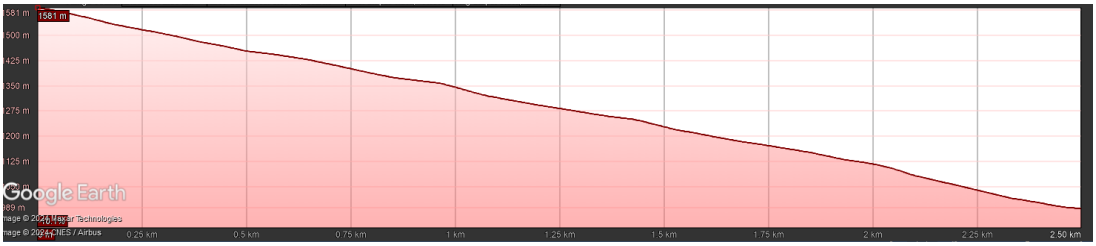
3.2 Idejno rešenje gravitacionog skladišta integrisanog u VE Krnovo

Analizom terena u bližoj okoloni VE Krnovo pronađena je odgovarajuća lokacija za predloženi sistem gravitacionog skladišta. Odabranu trasu kretanja vozova odlikuju sledeće karakteristike:

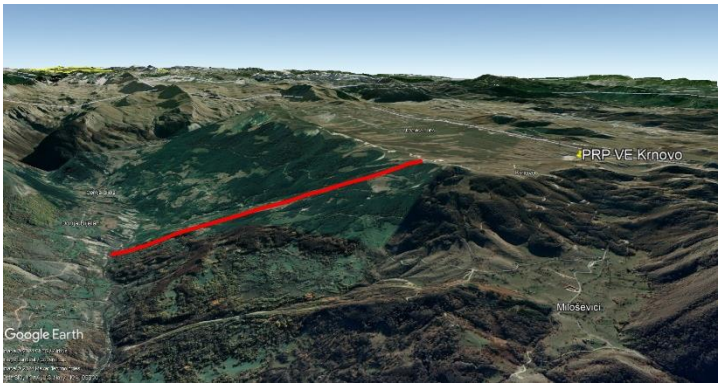
- Nadmorska visina donjeg kraja pruge: 989 m n.v.
- Nadmorska visina gornjeg kraja pruge: 1589 m n.v.

- Visinska razlika između najviše i najniže tačke pruge: 600 m
- Prosečan nagib trase: 14,2°
- Dužina staze: 2,4 km
- Ukupna udaljenost između gornjeg kraja trase i priključno-razvodnog postrojenja VE Krnovo: 2,1 km.

Na Sl. 5 prikazan je profil izabrane trase pružnih koloseka, a na Sl.6 satelitski snimak predložene lokacije sistema. Ovakva ravnomerna padina, bez preterane potrebe za nivelisanjem terena, pogoduje izgradnji železničke pruge. Osim toga, prednost je i blizina priključne tačke VE Krnovo. Usvojeno je da postoji 4 paralelnih pružnih trasa, pri čemu se duž svake kreće kompozicija od 20 teretnih vagona. Bruto energetski kapacitet predloženog skladišta je 13,1 MWh. Ako se uzme u obzir da je dužina voza oko 200 m, onda se dobija da neto visinska razlika između tačaka unutar kojih centar mase kompozicija može da se kreće iznosi 550 m, odnosno neto energetski kapacitet skladišta je 12 MWh. Maksimalna snaga vozGES sistema je 26,8 MW, i odgovara snazi lokomotive u jednoj kompoziciji od 6,7 MW (7).



Slika 5 – Uzdužni profil odabrane trase kretanja vozGESa



Slika 6 – Dispozicija trase kretanja vozova u gravitacionom skladištu VE Krnovo

3.3 Simulacija rada VE Krnovo sa integrisanim gravitacionim skladištem

Prethodno opisan model je simuliran na osnovu podataka za VE Krnovo iz 2020. godine. Razmatrani su slučajevi;

I) VE radi samo sa DA prognoziranjem,
II) VE učestvuje i na DA i na ID tržištu,
III) VE učestvuje i na DA i na ID tržištu, i ima integrisan vozGES sistem.

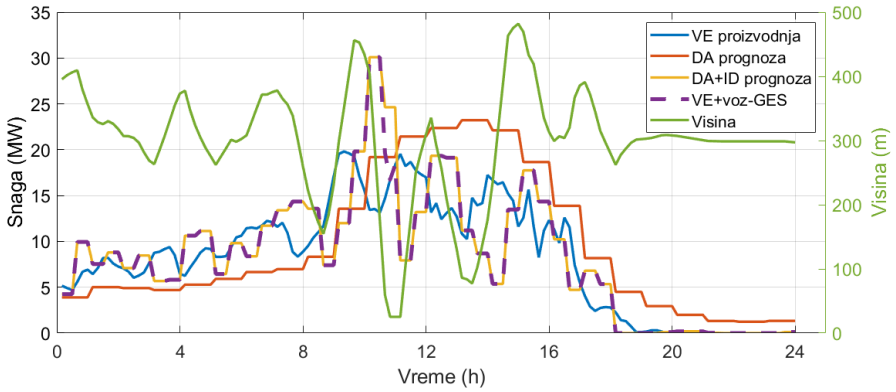
Vrednosti indikatora kvaliteta odgovarajućih prognoza i godišnjih energetskih debalansa su dati u Tabeli 2.

Tabela 2 – Pokazatelji prognoze i energetskog debalansa za razmatrane slučajeve

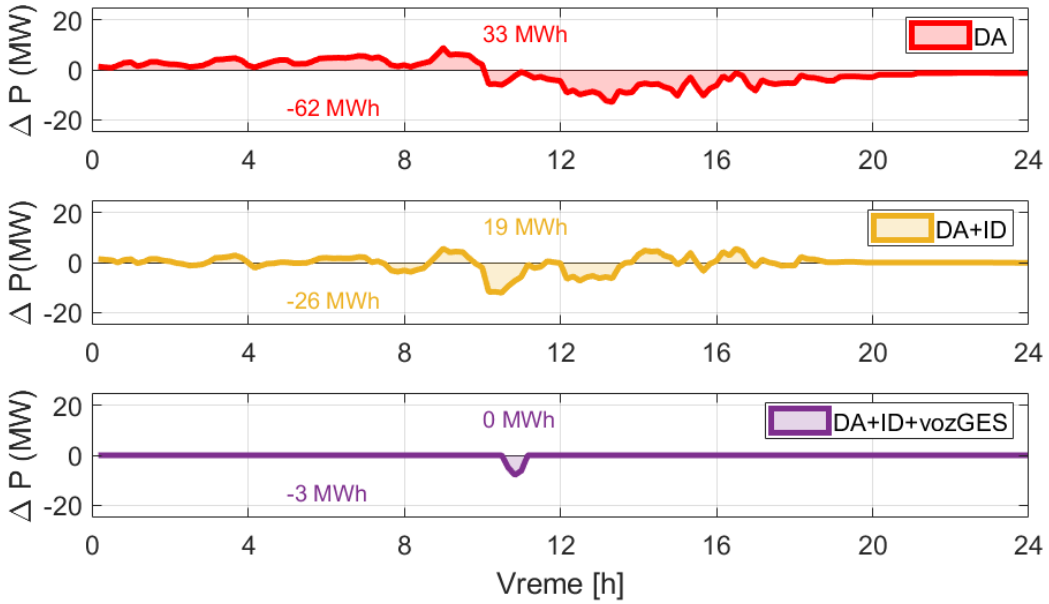
	RMSE	σ	σ_+	σ_-	W_+ [GWh]	W_- [GWh]	W [GWh]
I slučaj	15,3%	10,5%	12,5%	9,3%	29,1	-37,4	66,5
II slučaj	10,6%	6,2%	6,7%	5,7%	20,0	-19,0	39,0
III slučaj	7,2%	1,8%	1,8%	1,8%	5,7	-5,6	11,3

Uočava se značajno popravljanje svih kvantifikatora kvaliteta prognoze proizvodnje, koji su najbolji kada se radi ID trgovanje sa balansiranjem uz vozGES sistem. Može se zaključiti da bi samo učestvovanje na ID tržištu dovelo do smanjenja godišnjeg debalansa koji pravi VE za 22,7 GWh. Dodavanjem vozGES sistema se postiže smanjenje do 11,3 GWh. Pojedinačni pozitivni i negatavni godišnji debalansi su približno simetrični, dakle pokrivanje debalansa VE bi zahtevalo aktivaciju približno jednake pozitivne i negativne rezerve. Na Sl. 7 je prikazan dijagram ostvarenja VE sa i bez vozGES sistema, DA i DA+ID prognoze i promene visine centra mase vozGES sistema, a

na Sl.8 je prikazan debalans koji VE pravi u sva tri razmatrana slučaja tokom 27.,marta. Vetroelektrana sa vozGES sistemom prati ID prognozu uvek, osim u situacijama kada je voz na najnižem (11.sat), ili najvišem položaju.



Slika 7 – Dijagram ostvarenja injektiranja snage u tački priključenja VE +vozGES sistema, prognoza i promene visine centra mase vozova tokom 27. marta



Slika 8 – Dijagram energetskih debalansa tokom tokom 27. marta

5. ZAKLJUČAK

U radu je predstavljeno koordinisano učešće vetroelektrane na ID tržištu električne energije u kombinaciji sa gravitacionim sistemom za skladištenje u vidu teretnog voza. Izložen model je demonstriran na primeru VE Krnovo, i pokazano je da bi samo učešće na ID tržištu moglo da godišnji ukupni debalans smanji za oko 40%, a da bi zajedno sa vozGES sistemom, godišnji debalans mogao biti manji i do 80%. Srednje kvadratno odstupanje između ostvarenja i relevantne prognize bi se smanjilo dvostruko. Buduća istraživanja na ovu temu su viđena u unapređenju kraktoročnog prognoziranja proizvodnje, što bi moglo dodatno popraviti benfite predloženog sistema skladišta.

LITERATURA

[1] Rakić N, Gordić D, Šušteršič V, Josijević M i Babić M, 2018, "Renewable electricity in Western Balkans: Support policies and current state", "Thermal Science", 22(6 Part A), pp.2281-2296.
[2] Piotrowski P, Rutyna I, Baczyński D and Kopyt M, 2022, "Evaluation metrics for wind power forecasts: A comprehensive review and statistical analysis of errors", "Energies", 15(24), p.9657.
[3] Skajaa A, Edlund K, Morales JM, 2015, "Intraday trading of wind energy", "IEEE Transactions on power systems", 30(6), pp. 3181-9.
[4] Dupré A, Drobinski P, Badosa J, Briard C, and Tankov P, "The economic value of wind energy nowcasting", "Energies", 13(20), pp. 5266.

[5] Tong W, Lu Z, Chen W, Han M, Zhao G, Wang X, Deng Z, “Solid gravity energy storage: A review”, “Journal of Energy Storage”, 2022, 53, pp. 105226.
[6] Sabry F, Ground Level Power Supply: Railway Vision for the Future, 2022, One Billion Knowledgeable, 336.
[7] Goolak S, Kondratieva L, Riabov I, Lukoševičius V, Keršys A, Makaras R. Research and optimization of hybrid on-board energy storage system of an electric locomotive for quarry rail transport. Energies. 2023, 16(7), pp.3293.

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R4-03

ANALIZA EFEKATA RADA MALIH SOLARNIH ELEKTRANA U CRNOJ GORI (KONCEPT KUPCA-PROIZVOĐAČA)

ANALYSIS OF THE EFFECTS OF THE SMALL-SCALE SOLAR POWER PLANTS OPERATION IN MONTENEGRO (THE CONCEPT OF THE PROSUMER)

Jelena Gajović, Crnogorski elektrodistributivni sistem d.o.o, Podgorica, Crna Gora
Goran Kovačević, Crnogorski elektrodistributivni sistem d.o.o, Podgorica, Crna Gora

KRATAK SADRŽAJ

Mogućnost krajnjeg kupca električne energije da izgradnjom objekta za proizvodnju električne energije ostvari pravo na status kupac-proizvođač, te da obezbijedi proizvodnju električne energije za vlastite potrebe i da višak isporuči u distributivni sistem, okarakterisana je ekološkim, društvenim, finansijskim koristima, kao i povećanjem sigurnog i pouzdanog snabdijevanja kupca električnom energijom. U Crnoj Gori je, usljed značajnog solarnog potencijala s jedne strane i niza projekata zasnovanih na podsticaju korisnika za kupovinu i ugradnju solarnih elektrana, kao i zakonskih olakšica i pojednostavljene procedure za sticanje statusa kupac-proizvođač, došlo do ekspanzije ugradnje fotonaponskih sistema na krovovima stambenih i poslovnih objekata.
Predmet rada je analiza efekata rada malih solarnih elektrana u konceptu kupac-proizvođač koje su ugrađene na krovovima domaćinstava na teritoriji Crne Gore. Rad obuhvata pregled aktuelnih zakona i regulativa koje se odnose na kupce-proizvođače, poređenje procjene proizvodnje iz solarnih elektrana putem online softvera i ostvarene proizvodnje na godišnjem nivou, analizu rada solarnih elektrana u zavisnosti od konfiguracije i lokacije sistema, te analizu isplativosti investicija za kupce-proizvođače iz kategorije domaćinstvo.
Rad je koncipiran s osnovnim ciljem da se ukaže na privilegije i benefite koje su u mogućnosti da ostvare kupci-proizvođači. Zakonskim okvirima značajno je pojednostavljenja procedura priključenja malih elektrana i obezbijeđen je značajan finansijski podsticaj. Radom je, međutim, prepoznato da postoji prostor za preispitivanje regulativa sa posebnim osvrtom na podsticaje za priključenje solarnih elektrana najmanjih instalisanih snaga.

Ključne riječi: mala solarna elektrana, kupac-proizvođač.

ABSTRACT

The possibility of the end customer of electricity to exercise the right to the status of prosumer by installing electricity production units and to ensure the production of electricity for its own needs and to deliver stored energy to the distribution system is characterized by ecological, social and financial advantages. In addition to this, the increase in the safe and reliable supply of electricity to customers.
In Montenegro, there has been an expansion of the installation of photovoltaic systems on the roofs of residential and commercial buildings, due to the significant solar potential on the one hand and a series of projects based on incentives for users to purchase and install solar power plants and due to legal benefits and simplified procedures for acquiring the status of prosumer.
The subject of this paper is the analysis of the effects of the operation of small solar power plants in the concept of the prosumer that are installed on the roofs of households in the territory of Montenegro. The paper includes an overview of current laws and regulations related to prosumers, a comparison of the estimation of production from solar power plants through online software and the achieved production on an annual level, an analysis of the operation of solar power plants depending on the configuration and location of the system and an analysis of the profitability of investments for prosumers on residential buildings.
The paper has been designed with the basic goal of pointing out the privileges and benefits that can be achieved by prosumers. The legal framework significantly simplifies the procedures for connecting small power plants and provides a significant financial incentive. In papir, however, it is recognized that there is an possibility to review the regulation with special reference to incentives for the connection of solar power plants with the smallest installed capacity.

Key words: small-scale solar power plant, prosumer.

Jelena Gajović, CEDIS d.o.o, Ivana Milutinovića 12, 81000 Podgorica, jelena.gajovic@cedis.me

1. UVOD

Aktuelna energetska kriza zahtijeva brzi prelazak na obnovljive izvore energije, a solarne elektrane (SE) su ključna komponenta budućeg energetskog sistema. Revidovana Direktiva o obnovljivim izvorima energije EU/2023/2413, koju je Savjet Evropske unije (EU) zvanično usvojio 09.10.2023. godine, uvećava obavezujući cilj za države članice Evropske zajednice da do 2023. godine dostignu udio zelene energije od 42,5 % u ukupnoj potrošnji, a sa težnjom dostizanja 45 %, što je skoro udvostručavanje postojećeg udjela obnovljive energije u EU. Vlade država članica su se obavezale da će do jula 2024. godine značajno ubrzati proces dobijanja dozvola za projekte obnovljive energije i pojednostaviti proceduru sklapanja ugovora o kupovini električne energije [1].
U skladu sa globalnim trendom i u Crnoj Gori kupci električne energije podstaknuti su da steknu pravo na status kupac-proizvođač, kako finansijskim pokretačima u vidu postojećih feed-in tarifa, poreza, naknada za mrežarinu, tako i nefinansijskih pokretača kao što su: autonomija, učešće u energetskoj tranziciji, otpornost, sigurnost. Osim toga, značajane su prednosti kojima kupci-proizvođači doprinose društvu. S aspekta energetskog sistema imaju važnu ulogu u dekarbonizaciji, smanjenju ukupnih troškova sistema, kao i povećanju energetske sigurnosti i otpornosti. U širem smislu, igraju značajnu ulogu u podizanju svijesti, povećanju konkurencije i inovacija.
Predmet ovog rada je analiza efekata rada malih solarnih elektrana u Crnoj Gori u konceptu kupca-proizvođača sa fokusom na kategoriju domaćinstva. Usljed sprovođenja niza projekata za kupce-proizvođače, od strane energetskih subjekata u Crnoj Gori, te velikog interesovanja korisnika, zakonskim okvirima je značajno pojednostavljenja procedura priključenja malih elektrana i obezbijeđen je značajan finansijski podsticaj.
Na početku rada, u drugom poglavlju, dat je pregled zakonskih odredbi i procedura, fakturisanja računa za kupce-proizvođače, te raspoloživih mjernih podataka o proizvedenoj, preuzetoj i predatoj energiji u mrežu. U trećem poglavlju obrađene su procjene proizvodnje solarnih elektrana na području Crne Gore pomoću dostupnih online softvera koje su poslužile za upoređivanje sa ostvarenom proizvodnjom konkretnih elektrana. Analizom je obuhvaćeno 20 kupaca-proizvođača iz kategorije domaćinstvo, na čijim primjerima je provjerena proizvodnja i upoređena sa procijenjenom potrošnjom, kao i zarada i vrijeme otplate investicije, što je detaljno opisano u četvrtom poglavlju. U okviru petog poglavlja dat je osvrt na integraciju kupaca-proizvođača u elektrodistributivni sistem, a zaključci rada izvedeni su u okviru šestog poglavlja.

2. KUPCI-PROIZVOĐAČI U CRNOJ GORI

2.1. Zakonske odredbe i procedure

U Zakonu o energetici [2] definisan je status kupca-proizvođača kao krajnjeg kupca koji proizvodi električnu energiju iz obnovljivih izvora ili visokoefikasne kogeneracije za sopstvene potrebe sa povremenom predajom viška proizvedene električne energije u distributivni sistem u postrojenju instalisane snage, koja ne prelazi vrijednost priključne snage krajnjeg kupca. Kupac-proizvođač ima pravo da proizvedenu električnu energiju troši za sopstvene potrebe, skladišti i prodaje višak proizvedene električne energije, individualno ili putem agregacije sa drugim kupcima. Snabdjevač koji vrši snabdijevanje kupca-proizvođača, dužan je da otkupljuje višak proizvedene električne energije po cijeni energije iz ugovora o snabdijevanju. Osnovica za mjesečni obračun između snabdjevača i kupca-proizvođača je neto razlika ukupne predate i preuzete električne energije, pri čemu ukupna predata energija podrazumijeva zbir predate energije kupca-proizvođača na mjestu konekcije iz tekućeg mjeseca i energije koja je rezultat obračuna iz prethodnog mjeseca.
Rezultat mjesečnog obračuna za prvi mjesec u godišnjem obračunskom periodu predstavlja odnos predate i preuzete električne energije tokom tekućeg mjeseca. Ukoliko je količina predate energije veća od količine preuzete, rezultat obračuna je pozitivan u vrijednosti razlike predate i preuzete energije, a ta količina se prenosi u sljedeći mjesečni obračun. U slučaju da je količina preuzete energije veća od predate rezultat obračuna je negativan u vrijednosti razlike predate i preuzete energije. U rezultat obračuna sljedećeg mjeseca uključen je rezultat obračuna iz prethodnog mjeseca ukoliko je pozitivan, tj. ukoliko postoji skladištena proizvedena energija iz prethodnog perioda. Na takav način, skladištena energija iz sopstvene proizvodnje, ukoliko postoji, prenosi se iz mjeseca u mjesec do kraja završnog dvanaestomjesečnog obračuna. Skladištena proizvedena energija na kraju završnog obračuna, ako postoji, predstavlja višak proizvedene električne energije. Snabdjevač iznos pozitivnog obračuna utvrđuje, obračunava i prenosi u naredni obračunski period, a obračun po svim stavkama računa izdatog u skladu sa ugovorom o snabdijevanju vrši kao da u obračunskom periodu nije bilo potrošnje. Ako je rezultat obračuna negativan, snabdjevač taj iznos koristi kao osnovicu za obračun po svim stavkama računa izdatog u skladu sa ugovorom o snabdijevanju. Završni obračun količine predate i preuzete električne energije snabdjevač

vrši 1. aprila svake godine za prethodnih 12 mjeseci, a obračunati višak dužan je da plati kupcu-proizvođaču po cijeni energije iz ugovora o snabdijevanju, bez obračunavanja naknada utvrđenih Zakonom, u tarifi u kojoj je energija proizvedena.
Direktivom (EU) 2019/944 Evropskog parlamenta i Vijeća od 05.06.2019. godine [3], definisano je da aktivni kupci podliježu naknadama za mrežu koje odražavaju troškove, transparentne su i nediskriminatorne, te se zasebno iskazuju za električnu energiju koja je predata u mrežu i električnu energiju koja je potrošena iz mreže, osiguravajući odgovarajući i uravnotežen doprinos raspodjeli ukupnih troškova sistema. Odlukom Ministarskog savjeta Energetske zajednice 30.11.2021. godine [4] svaka članica Energetske zajednice, pa i Crna Gora, obavezala se da će donijeti zakone, propise i administrativne odredbe neophodne za usklađivanje sa Direktivom 2019/944 do 31.12.2023. godine. Metodologijom za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije [5], koja definiše naknadu za pristup sistemu tj. naknadu za korišćenje mreže, kupci-proizvođači tretiraju se kao kupci. Stoga, u skladu sa aktuelnom regulativom, kupci-proizvođači podliježu naknadi za korišćenje mreže za električnu energiju, koja je potrošena iz mreže ako je rezultat obračuna negativan, a ako je rezultat obračuna pozitivan, ne podliježu naknadi po tom osnovu.
Pokretanjem niza projekata ugradnje fotonaponskih sistema kod domaćinstava i privrednih subjekata od strane energetskih subjekata [6] sa ciljem omogućavanja energetskih i finansijskih ušteda, te doprinosa smanjenju emisije ugljen-dioksida očuvanju životne sredine, u proteklih nekoliko godina u Crnoj Gori došlo je do ekspanzije priključenja solarnih elektrana iz kategorije kupac-proizvođač, postavljenih na krovovima objekata. Do kraja 2023. godine, na elektrodistributivnu mrežu priključeno je 1658 solarnih elektrana iz kategorije kupac-proizvođač čija je suma instalisanih snaga preko 13,7 MW, od čega je 1516 domaćinstava ukupne instalisane snage proizvodnje 10,4 MW. Instalisane snage SE za domaćinstva kategorisane su: 3 kW, 5 kW, 8 kW i 10 kW. Projektima [6] su obuhvaćene i SE za privredne subjekte instalisanih snaga uskađenih sa njihovim priključnim snagama i potrošnjom.
Usljed velikog interesovanja korisnika, te težnje za pojednostavljenjem procedure priključenja, izmjenom Zakona o planiranju i izgradnji objekata [7] solarne elektrane snage do 999 kW ne podliježu obaveznom izdavanju Urbanističko tehničkih uslova od strane lokalnog organa. Izmjenom Zakona o porezu na dodatu vrijednost (PDV) [8], solarni paneli iz više poreske grupe (21 %) svrstani su u nižu poresku grupu (7 %), što je doprinijelo povoljnijoj cijeni solarnog sistema. Projektima je obezbijeđeno umanjenje konačne fakture za 20 %, a takođe je omogućeno otplaćivanje investicije na mjesečne rate, beskamatno, prilagođeno iznosima mjesečnih računa potrošača analogno prethodnom periodu [6].

2.2. Fakture za kupce-proizvođače

U skladu sa Pravilima za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije [9] energija kupaca-proizvođača mjeri se na mjestu razmjene (preuzeta/predata električna energija) i na pragu SE.
Tarifiranje utroška električne energije kod potrošača koji imaju ugrađena nova multifunkcionalna brojila, dijeli se u vremenske intervale obračuna niže tarife od 23 do 07 h svim danima u sedmici, osim nedjeljom kada se niža tarifa obračunava 24 sata i intervale obračuna više tarife svim danima osim nedjeljom od 07 h do 23 h. Tarifiranje proizvedene energije iz SE usklađeno je sa tarifiranjem utroška električne energije. Proizvedena električna energija po višoj/nižoj tarifi (VT/NT) na mjesečnom nivou kompenzuje utrošenu energiju po VT/NT. Ukoliko je proizvedena energija veća od utrošene, višak energije se deponuje za naredni obračun. Ukoliko je proizvedena energija manja od utrošene, utrošak energije se nadoknađuje iz deponovane energije iz prethodnog obračunskog perioda ukoliko postoji. U suprotnom, utrošak se fakturiše u skladu sa tarifnim paketom za potrošnju. Na kraju godišnjeg obračunskog perioda za kupca-proizvođača 1. aprila u godini, deponovana energija iz perthodnog obračuna, koja nije kompenzovana za utrošenu energiju, fakturiše se po odgovarajućoj tarifi. U obračunske elemente za kupce električne energije spadaju: aktivna energija VT i aktivna energija NT, što podrazumijeva utrošak električne energije, angažovanje mrežnog kapaciteta tj. naknadu za korišćenje mreža, gubici u mreži, što podrazumijeva naknade za tehničke gubitke u prenosnoj i distributivnoj mreži, fiksni dio mrežnog kapaciteta što predstavlja nadoknadu za održavanje dostupnosti mrežnog kapaciteta kupcima u svakom trenutku, naknada za podsticanje OIE 2 [10] koja se ne plaća za prvih potrošenih 300 kWh, već za onu količinu potrošnje preko te potrošnje. Prema aktuelnoj regulativi, kupci-proizvođači su za količinu energije koju ne preuzimaju iz mreže (proizvedenu iz sopstvenog izvora energije) oslobođeni svih navedenih obračunskih elemenata za preuzetu energiju. U skladu sa Zakonom o energetici i Opštim uslovima za snabdijevanje električnom energijom, cijena aktivne električne energije za domaćinstva i male kupce koji ne pripadaju kategoriji domaćinstvo u osnovnom modelu energije [10] je 5,2424 €c/kWh za VT, a 2,6212 €c/kWh za NT.

2.3. Raspoloživi podaci o solarnim elektranama na krovovima domaćinstava

Solarne elektrane na krovovima objekata domaćinstava su instalisanih snaga ne većih od vrijednost priključne snage krajnjeg kupca. U okviru rada obrađeno je ukupno 20 SE iz kategorije kupac-proizvođač domaćinstvo sljedećih instalisanih snaga: 3 kW (3,6 kWp), 5 kW (5,4 kWp), 8 kW (8,1 kWp) i 10 kW (11,7 kWp). Za potrebe

analize, izabrane su elektrane različitih snaga koje su priključene u gradovima širom Crne Gore. Analiza efekata rada je zansnovana na raspoloživim podacima o proizvedenoj energiji na dnevnom nivou, podacima o izmjerenoj energiji na mjestu razmjene, deponovanoj energiji i fakturisanoj energiji po višoj i nižoj tarifi, kao i na tehničkim podacima o snazi sistema, tipu i snazi invertora, lokaciji SE, orijentaciji sitema, nagibu krova.
S ciljem prikaza godišnjeg obračunskog perioda, a usljed ograničenih mogućnosti prikupljanja kompletnih podataka, te činjenice da je većina SE počela sa radom od sredine 2022. godine i kasnije, analizom je tretiran obračunski perod od 01.01.2023. godine do 31.12.2023. godine. Na osnovu Zakona o energetici godišnji obračunski period se zaključuje prvog aprila, pa je opservacija podataka u analizi rekonstruisana tako da je uzet u obzir period 2023. godine, s ciljem da se napravi realan godišnji presjek, uz uvažavanje svih izmjerenih vrijednosti energije na mjestu konekcije i energije koju je proizvela predmetna elektrana, a presjek obračunskog perioda pomjeren je na 1. januar 2024. Analizom su izabrani kupci-proizvođači koji su aktivirani krajem decembra 2022. godine, a period od početka do kraja 2023. godine u potpunosti je prilagođen godišnjem obračunskom periodu na način da je obračun 1. aprila 2023. zanemaren, a višak energije je prenesen na sljedeći mjesečni obračun, dok je višak proizvedene energije zaključno sa krajem decembra 2023. godine obračunat po cijeni otkupa energije. U tabeli 1 dati su osnovni podaci analiziranih SE.

Tabela 1: Osnovni podaci analiziranih SE iz kategorije kupac-proizvođač domaćinstvo

Redni broj	Oznaka SE	Grad	Orijentacija	Nagib krova [°]	Snaga sistema [kWp]	Izlazna snaga invertora [kW]	kinv
1	3kW_1	Kotor	jugoistok	30	3.6	3	1.20
2	3kW_2	Nikšić	jugozapad	20	3.6	3	1.20
3	3kW_3	Nikšić	jugoistok	30	3.6	3	1.20
4	3kW_4	Tivat	jugoistok	30	3.6	3	1.20
5	3kW_5	Podgorica	jug	30	3.6	3	1.20
6	5kW_1	Bar	jugozapad	20	5.4	5	1.08
7	5kW_2	Kolašin	jug	30	5.4	5	1.08
8	5kW_3	Nikšić	jugoistok	35	5.4	5	1.08
9	5kW_4	Podgorica	jug	30	5.4	5	1.08
10	5kW_5	Podgorica	jug	35	5.4	5	1.01
11	8kW_1	Žabljak	jugoistok	20	8.1	8	1.01
12	8kW_2	Kolašin	jug	35	8.1	8	1.01
13	8kW_3	Nikšić	jug	30	8.1	8	1.01
14	8kW_4	Nikšić	jugoistok	35	8.1	8	1.01
15	8kW_5	Nikšić	jug	30	8.1	8	1.01
16	10kW_1	Ulcinj	jug	30	11.7	10	1.17
17	10kW_2	Nikšić	jugoistok	20	11.7	10	1.17
18	10kW_3	Nikšić	jugozapad	20	11.7	10	1.17
19	10kW_4	Nikšić	jug	30	11.7	10	1.17
20	10kW_5	Nikšić	jugoistok	20	11.7	10	1.17

Podaci o snazi invertora, snazi sistema i lokaciji su egzaktni, dok se podaci o nagibu krova ne mogu smatrati u potpunosti pouzdanim i preciznim, jer su dostavljeni od strane korisnika slobodnom procjenom, kao ni podaci o orijentaciji usljed grube podjele na tri pravca: jug, jugoistok i jugozapad, bez precizne mjere ugla orijentacije. Izdvojeno je po pet slučajeva od četiri tipske elektrane: 3 kW, 5 kW, 8 kW i 10 kW sa raznih lokacija iz područja Crne Gore. Solarne elektrane, odnosno odgovarajući kupci-proizvođači su u tabelarnim prikazima u nazivu označeni snagom i rednim brojem. Prema dostavljenim podacima, nagib krova je pretežno 20°, 30° ili oko 35°. Odnos snage sistema i izlazne snage invertora k_{inv} kWp/kW najmanji je kod 8 kW elektrana i iznosi 1.01, a najveći je kod 3 kW elektrana i iznosi 1.20. U tabeli 2 dat je prikaz podataka iz mjesečnih obračuna za period 2023. na primjeru kupca-proizvođača sa oznakom 5 kW_3.
Prikazani podaci o proizvedenoj, preuzetoj, predatoj, deponovanoj energiji za tekući mjesec i deponovanoj energiji za naredni obrazac su iskorišćeni za predstavljanje proračuna procijenjene potrošnje. Deponovana energija za naredni obrazac označava skladištenu energiju iz sopstvene proizvodnje koja se prenosi na sljedeći mjesečni obračun. U koloni 9 „Račun za procijenjenu potrošnju“ data je vrijednost računa za utrošak električne energije koliko bi iznosio da nije ugrađena SE, a u koloni 12 „Račun“ data je vrijednost računa koliko iznosi kada je prisutna proizvodnja iz SE. Prikazane vrijednosti računa su konačne, u njih su uključeni svi obračunski elementi i PDV.

Tabela 2: Pregled podataka iz mjesečnih obračuna za period 2023. za kupca-proizvođača sa oznakom 5 kW_3

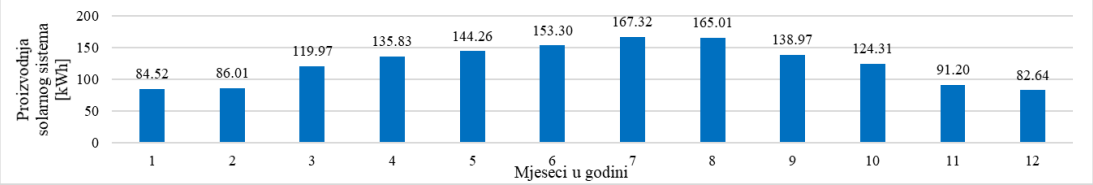
Obračunski period	Proizvodnja [kWh]		Preuzeta energija [kWh]		Predata energija [kWh]		Procijenjena potrošnja [kWh]		Račun za procijenjenu potrošnju [€]	Potrošnja za obračun [kWh]		Račun [€]
	VT	NT	VT	NT	VT	NT	VT	NT		VT	NT	
	1	2	3	4	5	6	7=1+3-5	8=2+4-6	9	10	11	12
01. 2023.	252.39	66.10	248.01	186.58	180.17	53.65	320.23	199.03	47.50	67.84	132.93	15.43
02. 2023.	421.54	38.03	206.39	183.68	329.96	25.25	297.96	196.45	44.78	0	158.42	9.73
03. 2023.	488.88	112.61	238.91	187.96	346.70	97.43	381.10	203.14	54.77	0	90.53	6.21
04. 2023.	545.97	104.89	160.05	171.24	391.93	82.65	314.08	193.48	46.44	0	88.59	6.05
05. 2023.	683.19	103.76	168.06	151.58	504.95	99.35	346.30	155.99	47.78	0	52.23	4.24
06. 2023.	718.39	126.49	103.16	115.75	550.90	133.09	270.66	109.14	36.11	0	0	1.49
07. 2023.	827.48	172.01	67.42	96.72	658.78	174.61	236.12	94.12	31.19	0	0	1.49
08. 2023.	718.14	108.88	81.90	80.90	579.72	106.98	220.32	82.80	28.65	0	0	1.49
09. 2023.	599.52	87.53	97.13	102.48	476.62	76.87	220.03	113.15	30.54	0	0	1.49
10. 2023.	414.20	104.51	145.67	121.88	320.50	81.12	239.37	145.28	34.80	0	0	1.49
11. 2023.	177.00	43.03	193.04	134.28	126.14	35.08	243.90	142.24	35.13	0	44.21	3.76
12. 2023.	203.06	36.76	181.86	132.54	144.89	30.93	240.03	138.36	34.43	0	101.60	6.76

3. PROCJENA PROIZVODNJE SOLARNIH ELEKTRANA NA PODRUČJU CRNE GORE

Procjena proizvodnje SE na području Crne Gore realizovana je putem online dostupnog softvera [11]. U tabeli 3 data je procijenjena godišnja proizvodnja SE snage 1 kWp, optimalnog nagiba panela 35°, južne orijentacije i sa redukcijom 5%, na područjima crnogorskih gradova izdvojenih iz sjeverne, središnje i južne regije u kojima su zastupljene SE na krovovima objekata.
Poređenjem procijenjene proizvodnje izdvojenih gradova, Ulcinj sa najvećom proizvodnjom od Žabljaka sa najmanjom proizvodnjom odstupa za 27 %. Na slici 1 prikazana je procijenjena mjesečna proizvodnja SE snage 1 kWp na primjeru grada Nikšića.
U tabeli 4 data je procijenjena godišnja proizvodnja za SE snage 1 kWp na primjeru grada Nikšića, u zavisnosti od orijentacije i nagiba krova. Procijenjena godišnja proizvodnja u slučaju nagiba krova od 10° pri južnoj orijentaciji odstupa od procijenjene proizvodnje za optimalni nagib 8,16 %, u slučaju nagiba 20° i 30° odstupa za 3,24 % i 0,50 % respektivno, dok u slučaju nagiba 40° odstupanje je 0,09 %. U tabeli 5 data je procijenjena godišnja proizvodnja za četiri zastupljena sistema u gradovima Crne Gore za optimalni nagib krova 35° i južnu orijentaciju. Procijenjene vrijednosti proizvodnje koje su date u tabeli 5, iskorišćene su kao referentne vrijednsti za upoređivanje ostvarene proizvodnje.

Tabela 3: Procijenjena optimalna godišnja proizvodnja SE snage 1 kWp na područjima crnogorskih gradova

Grad	Žabljak	Kolašin	Nikšić	Danilovgrad	Podgorica	Kotor	Tivat	Herceg Novi	Bar	Ulcinj
Godišnja proizvodnja sistema snage 1 kWp [kWh]	1258.41	1395.43	1493.34	1476.39	1529.50	1391.85	1535.98	1546.61	1594.16	1597.61



Slika 1: Procijenjena optimalna mjesečna proizvodnja SE snage 1 kWp [kWh] na području Nikšića

Tabela 4: Procijenjena godišnja proizvodnja [kWh] za SE snage 1 kWp na primjeru grada Nikšića u zavisnosti od nagiba krova i orijentacije panela

Orijentacija	Nagib krova	10°	20°	30°	35°	40°
Jug	Godišnja proizvodnja sistema [kWh]	1371.47	1444.92	1485.86	1493.36	1492.00
Jugoistok		1347.58	1403.02	1431.16	1433.50	1429.99
Jugozapad		1328.49	1365.26	1376.51	1372.94	1364.08

Tabela 5: Procijenjena optimalna godišnja proizvodnja [kWh] za četiri zastupljena sistema u gradovima Crne Gore (optimalni nagib krova 35° i južna orijentacija)

Instalisana Snaga sistema	3.6 kWp	5.4 kWp	8.1 kWp	11.7 kWp
Grad	Godišnja proizvodnja sistema snage [kWh]			
Žabljak	4530.29	6795.43	10193.15	14723.44
Kolašin	5023.55	7535.32	11302.98	16326.52
Nikšić	5404.15	8106.22	12159.33	17563.47
Danilovgrad	5315.02	7972.53	11958.80	17273.83
Podgorica	5506.20	8259.31	12388.96	17895.16
Kotor	5010.66	7515.99	11273.99	16284.65
Tivat	5529.51	8294.26	12441.39	17970.90
Herceg Novi	5505.48	8258.22	12478.90	17892.81
Bar	5738.97	8608.45	12912.68	18651.65
Ulcinj	5751.39	8627.08	12940.62	18692.01

4. ANALIZA EFEKATA RADA SOLARNIH ELEKTRANA

4.1. Ostvarena proizvodnja

Na osnovu izmjerenih vrijednosti proizvodnje predmetnih SE na dnevnom nivou za godišnji period iz 2023. sumirana je godišnja proizvodnja i upoređena sa procijenjenom proizvodnjom za odgovarajući grad pri nagibu krova 35° i južnoj orijentaciji, kako bi se došlo do zaključaka koliko realna proizvodnja odstupa od procijenjene optimalne količine. U tabeli 6 prikazane su upoređene vrijednosti procijenjene i ostvarene proizvodnje u kWh, vrijednsti ostvarene u procentima u odnosu na procijenjenu, zatim godišnja proizvodnja elektrana po kWp i, na kraju, vrijednosti ostvarene proizvodnje u procentima u odnosu na prosječnu vrijednost proizvodnje za posmatranih 20 elektrana.
Najveću proizvodnju u odnosu na procijenjenu optimalnu vrijednost ostvarila je SE broj 13 sa oznakom 8 kW_3, u području Nikšića, južne orijentacije i nagiba 30°, 96,12 % zatim SE broj 11 sa oznakom 8 kW_1, u području Žabljaka, jugoistočne orijentacije, 95,89 %. Slijede pretežno južno orijentisane elektrane. Solarne elektrane 8 kW imaju najmanji odnos snage sistema i izlazne snage invertora (kWp/kW) što doprinosi efikasnijoj proizvodnji.
Najmanju proizvodnju ostvarile su SE pod rednim brojem 4 i 12, 3 kW_4 na području Tivta, odnosno 8 kW_ 2 na području Kolašina, sa procentom 68,43 %, odnosno 70,46 %, respektivno.
Kada je posrijedi godišnja proizvodnja po kWp i ostvarena proizvodnja SE u odnosu na prosječnu vrijednost za predmetnih 20 SE [%] može se uočiti da su elektrane južne orijentacije efikasnije, izuzev SE broj 12 sa područja Kolašina, koja je zabilježila najmanju proizvodnju po kWp, 983,16 kWh ili 78,90 % od prosječne proizvodnje po kWp. Najveća proizvodnja po kWp zabilježena je kod sistema 8 kW_3, na području Nikšića, odnosno 115,80 % od prosječne proizvodnje predmetnih 20 SE po kWp.

Tabela 6: Podaci o procijenjenoj i ostvarenoj proizvodnji analiziranih SE za godišnji period tokom 2023. godine

Redni broj	Oznaka SE	Grad	Procijenjena proizvodnja [kWh]	Ostvarena godišnja proizvodnja		Ostvarena proizvodnja u odnosu na procijenjenu optimalnu proizvodnju [%]	Ostvarena proizvodnja u odnosu na prosječnu vrijednost posmatranih 20 SE [%]
				Proizvodnja SE [kWh]	Proizvodnja po kWp [kWh]		
1	3kW_1	Kotor	5010.66	3967.57	1102.10	79.18	88.45
2	3kW_2	Nikšić	5404.15	4183.72	1162.14	77.42	93.27
3	3kW_3	Nikšić	5404.15	4456.31	1237.86	82.46	99.34
4	3kW_4	Tivat	5529.51	3783.87	1051.08	68.43	84.35
5	3kW_5	Podgorica	5506.20	4411.67	1225.46	80.12	98.35
6	5kW_1	Bar	8608.45	7021.34	1300.25	81.56	104.35
7	5kW_2	Kolašin	7535.32	7072.91	1309.80	93.86	105.12
8	5kW_3	Nikšić	8106.22	7154.36	1324.88	88.26	106.33
9	5kW_4	Podgorica	8259.31	7718.80	1429.41	93.46	114.72
10	5kW_5	Podgorica	8259.31	7419.55	1373.99	89.83	110.27
11	8kW_1	Žabljak	10193.15	9774.70	1206.75	95.89	96.85
12	8kW_2	Kolašin	11302.98	7963.59	983.16	70.46	78.90
13	8kW_3	Nikšić	12159.33	11687.27	1442.87	96.12	115.80
14	8kW_4	Nikšić	12159.33	9357.26	1155.22	76.96	92.71
15	8kW_5	Nikšić	12159.33	11219.29	1385.10	92.27	111.16
16	10kW_1	Ulcinj	18692.01	15626.15	1335.57	83.60	107.19
17	10kW_2	Nikšić	17563.47	14246.02	1217.61	81.11	97.72
18	10kW_3	Nikšić	17563.47	13192.76	1127.59	75.11	90.49
19	10kW_4	Nikšić	17563.47	16081.76	1374.51	91.56	110.31
20	10kW_5	Nikšić	17563.47	13751.00	1175.30	78.29	94.32

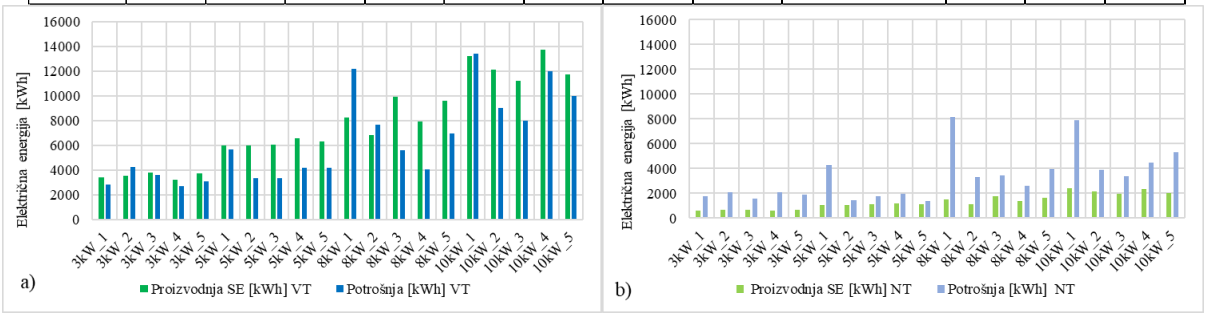
4.2. Procijenjena potrošnja

U cilju određivanja procijenjene potrošnje, korišćeni su raspoloživi podaci o izmjerenoj energiji na pragu elektrane i izmjerenoj energiji na mjestu razmjene. Na primjeru podataka za SE 5 kW_3, prikazanih u tabeli 7 može se

uporediti procijenjena mjesečna potrošnja korisnika (kolone 7 i 8) i mjesečna potrošnja koja je fakturisana usljed angažovanja solarne elektrane (kolone 10 i 11).
Kod konkretnog korisnika potrošnja po VT je skoro u potpunosti kompenzovana proizvodnjom iz SE, dok potršnja po NT nije u svim mjesecima pokrivena proizvodnjom iz SE, usljed činjenice da SE samo nedjeljom proizvodi energiju po nižoj tarifi (1/7 sedmične proizvodnje), a što nije dovoljno da nadoknadi potrošnju po NT.
Na slici 2 dat je prikaz odnosa ostvarene proizvodnje i procijenjene potrošnje predmetnih 20 kupaca-proizvođača, gdje se može vidjeti da je u većini slučajeva proizvodnja po VT veća od potrošnje, izuzetak su četiri elektrane, dok je proizvodnja po NT u svakom slučaju manja od potrošnje.

Tabela 7: Procijenjena i obračunata mjesečna potrošnja na primjeru SE 5 kW_3, u skladu sa mjernim podacima

Obračunski period	Proizvodnja [kWh]		Preuzeta energija [kWh]		Predata energija [kWh]		Procijenjena potrošnja [kWh]		Račun za procijenjenu potrošnju [€]	Potrošnja za obračun [kWh]		Račun [€]
	VT	NT	VT	NT	VT	NT	VT	NT		VT	NT	
	1	2	3	4	5	6	7=1+3-5	8=2+4-6	9	10	11	12
01. 2023.	252.39	66.10	248.01	186.58	180.17	53.65	320.23	199.03	47.50	67.84	132.93	15.43
02. 2023.	421.54	38.03	206.39	183.68	329.96	25.25	297.96	196.45	44.78	0	158.42	9.73
03. 2023.	488.88	112.61	238.91	187.96	346.70	97.43	381.10	203.14	54.77	0	90.53	6.21
04. 2023.	545.97	104.89	160.05	171.24	391.93	82.65	314.08	193.48	46.44	0	88.59	6.05
05. 2023.	683.19	103.76	168.06	151.58	504.95	99.35	346.30	155.99	47.78	0	52.23	4.24
06. 2023.	718.39	126.49	103.16	115.75	550.90	133.09	270.66	109.14	36.11	0	0	1.49
07. 2023.	827.48	172.01	67.42	96.72	658.78	174.61	236.12	94.12	31.19	0	0	1.49
08. 2023.	718.14	108.88	81.90	80.90	579.72	106.98	220.32	82.80	28.65	0	0	1.49
09. 2023.	599.52	87.53	97.13	102.48	476.62	76.87	220.03	113.15	30.54	0	0	1.49
10. 2023.	414.20	104.51	145.67	121.88	320.50	81.12	239.37	145.28	34.80	0	0	1.49
11. 2023.	177.00	43.03	193.04	134.28	126.14	35.08	243.90	142.24	35.13	0	44.21	3.76
12. 2023.	203.06	36.76	181.86	132.54	144.89	30.93	240.03	138.36	34.43	0	101.60	6.76



Slika 2: Poređenje ostvarene proizvodnje u odnosu na procijenjenu potrošnju po a) VT i b) NT za 20 posmatranih kupaca-proizvođača

4.3. Vrijeme otplate investicije

Analiza zarade koju će korisnik ostvariti statusom kupac-proizvođač, kao i vrijeme otplate, zasnovana je na uštedi na nepreuzimanju energije iz mreže i zaradi na deponovanu energiju iz SE u mrežu na osnovu podataka iz prve godine proizvodnje. U tabeli 8 dat je prikaz uštede na nepreuzimanje energije iz mreže i zarade na deponovanu energiju za godišnji period 2023.

Tabela 8: Pregled godišnje uštede na nepreuzimanje energije iz mreže i zarade na deponovanu energiju

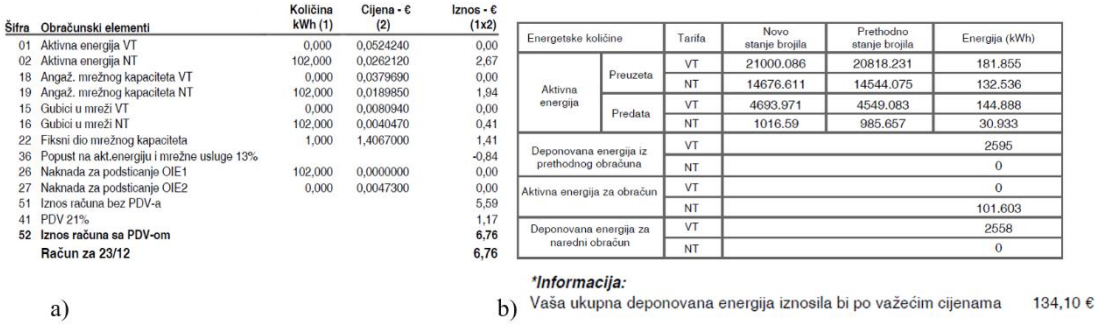
Oznaka sistema	Proizvodnja SE [kWh]		Potrošnja [kWh]		Obračun snabdjevača [€]		Deponovana energija [kWh]		Ušteda na nepreuzimanje energije iz mreže [€]	Zarada na deponovanu energiju [€]		
	VT	NT	VT	NT	Kupac-proizvođač	Procijenjena potrošnja	VT	NT		VT	NT	Ukupno
	1	2	3	4	5	6**	7	8	9=6-5	10=7*0.052424	11=8*0.026212	12
3 kW_1	3370.04	597.53	2850.04	1779.53	122.36	419.93	806.00	4.00	297.574	42.25	0.10	42.36
3 kW_2	3530.49	653.23	4264.49	2076.23	238.55	567.66	570.00	0.00	329.105	29.88	0.00	29.88
3 kW_3	3799.56	656.75	3600.39	1580.36	74.27	491.03	264.00	0.00	416.760	13.84	0.00	13.84
3 kW_4	3208.92	574.95	2714.69	2075.12	158.62	430.56	1027.00	0.00	271.934	53.84	0.00	53.84
3 kW_5	3738.82	672.85	3103.71	1867.12	99.62	452.90	799.00	0.00	353.276	41.89	0.00	41.89
5 kW_1	5962.67	1058.67	5675.79	4258.03	267.13	899.29	935.00	0.00	632.164	49.02	0.00	49.02
5 kW_2	6006.25	1066.66	3350.89	1450.63	53.99	454.10	2338.00	0.00	400.111	122.57	0.00	122.57
5 kW_3	6049.76	1104.60	3330.09	1773.18	59.46	472.11	2558.00	0.00	412.656	134.10	0.00	134.10
5 kW_4	6558.48	1160.32	4183.44	1933.66	57.86	580.49	2035.00	0.00	522.621	106.68	0.00	106.68
5 kW_5	6275.91	1143.64	4147.64	1412.13	62.86	544.79	2332.00	0.00	481.924	122.25	0.00	122.25
8 kW_1	8261.42	1513.28	12160.55	8159.30	955.42	1892.47	925.00	0.00	937.050	48.49	0.00	48.49
8 kW_2	6825.92	1137.67	7693.59	3336.29	257.61	1073.23	228.00	0.00	815.622	11.95	0.00	11.95
8 kW_3	9911.62	1775.65	5623.62	3436.65	103.87	841.33	3425.00	0.00	737.453	179.55	0.00	179.55
8 kW_4	7950.29	1406.97	4079.09	2611.20	80.20	611.34	2859.00	0.00	531.139	149.88	0.00	149.88
8 kW_5	9589.24	1630.05	6968.24	3949.05	140.37	1183.48	1984.00	0.00	1043.106	104.01	0.00	104.01
10 kW_1	13232.40	2393.75	13411.57	7882.28	435.51	2018.94	0.00	0.00	1583.435	0.00	0.00	0.00
10 kW_2	12122.85	2123.17	9008.52	3904.84	169.78	1260.54	3377.00	0.00	1090.766	177.04	0.00	177.04
10 kW_3	11205.47	1987.29	8010.09	3349.31	89.77	1110.48	2238.00	0.00	1020.711	117.32	0.00	117.32
10 kW_4	13727.27	2354.49	11962.13	4508.47	385.46	1638.68	3898.00	0.00	1253.222	204.35	0.00	204.35
10 kW_5	11733.03	2017.97	10014.04	5286.43	226.82	1358.33	1807.00	0.00	1131.519	94.73	0.00	94.73

** U obračun snabdjevača [€] za procijenjenu potrošnju uračunati su svi obračunski elementi u skladu sa ugovorenim cijenama (u daljem tekstu slika 3.a).

Najveću uštedu zahvaljujući sopstvenoj proizvodnji električne energije ostvario je kupac-proizvođač sa oznakom 10 kW_1, u iznosu od 1583,44 €, a najmanju kupac-proizvođač sa oznakom 3 kW_4, u iznosu od 271,9 €.
Najveću zaradu na deponovanu energiju ostvario je kupac-proizvođač sa oznakom 10 kW_4 u iznosu 204,35 €, dok kupac-proizvođač sa oznakom 10 kW_1, usljed potreba sopstvene potrošnje, na nivou godišnjeg perioda nije ostvario deponovanu energiju.
Na slici 3 dat je primjer izvoda iz mjesečnog računa za 12.2023. kupca-proizvođača sa oznakom 5 kW_3, pod a) dati su obračunski elementi i pod b) dat je pregled preuzete, predate i deponovane energije u cilju prikaza cijene za ukupnu deponovanu energiju na kraju 2023. godine. Na osnovu važećih propisa kupci-proizvođači su za količinu energije koju ne preuzimaju iz mreže oslobođeni svih obračunskih elemenata dok deponovanu energiju predaju po ugovorenoj cijeni (obračunski elementi 1 i 2 sa slike 3.a)). Obračunski elementi prikazani na slici 3.a) objašnjeni su u poglavlju 2.2. Popust od 13 % na vrijednost obračunate aktivne električne energije i mrežnih usluga imaju domaćinstva – članovi „Zlatnog tima“ koji mjesečno troše ispod 500 kWh električne energije. Ostali redovni kupci iz kategorije „domaćinstva“ sa potrošnjom ispod 500 kWh ostvaruju popust od 5 % [12].
Pregled vrijednosti investicije za SE i vremena otplate investicije za predmetnih 20 kupaca-proizvođača dat je u tabeli 9. U tabeli 9 date su redom fakture [€] koje su izdate korisnicima za opremu, dokumentaciju i izvođenje radova za ugradnju i priključenje SE (kolona 1), investicije za predmetne sisteme izražene u €/kWp i €/kW (kolone 3 i 5, respektivno), vrijeme otplate investicije u mjesecima (kolona 10) i vrijeme otplate u godinama i mjesecima, zaokruženo na cijeli broj mjeseci (kolona 11) izračunato na osnovu rada elektrana u prvoj godini proizvodnje. Cijene SE koje su prikazane u koloni 1 predstavljaju kompletnu investiciju korisnika. U konačnu investiciju za sve elektrane osim fotonaponske opreme i invertora, uključeni su izrada tehničke dokumentacije i izlazak stručnih lica na teren, koji su nezavisni od snage sistema, zatim elektromontažni radovi koji su dijelom uslovljeni veličinom sistema i ostali tehnički troškovi koji se odnose na pojedinačne slučajeve. U prikazane vrijednosti uračunat je PDV 7 % za solarne panele i 21 % za ostalu opremu i usluge i 20 % popusta na konačnu fakturu, što je projektima obezbijeđeno. Poređenjem investicija €/kWp, odnoso €/kW na primjeru 20 tretiranih kupaca-proizvođača može se primijetiti značajno povoljnija ciljena SE većih instalisanih snaga u odnosu na elektrane manjih snaga.
Cijene predmetnih 20 elektrana izražene u €/kW kreću se između 715,24 € koliko je koštao sistem 8 kW_1 i 1338,45 €/kW koliko je koštao sistem 3 kW_4. Investicija za sistem 8 kW_1 izražena u €/kW je 53,44 % vrijednosti investicije za sistem 3 kW_4. Poređenjem cijena u €/kWp, najpovoljnija SE sa oznakom 10 kW_2, po cijeni od 621,41 €/kWp iznosi 55,71 % investicije najskuplje SE 3 kW_4, €/kWp, koja je koštala 1115,37 €/kWp.
Od razmatranih 20 elektrana najduže vrijeme otplate investicije je 12 godina i četiri mjeseca za SE sa oznakom 3 kW_4, dok će se na osnovu podataka iz prve godine proizvodnje SE sa oznakom 10 kW_1 otplatiti za 4 godine i 8 mjeseci. Vrijeme otplate, svakako, uslovljeno je kako ostvarenom proizvodnjom elektrane, tako i vrijednošću investicije, koje na konkretnim primjerima elektrana instalisanih snaga između 3 kW i 10 kW značajno odstupaju u korist veće isplativosti ugradnje sistema veće instalisane snage.

Tabela 9: Pregled vrijednosti investicije i vremena otplate investicije

Oznaka SE	Cijena SE [€]	Snaga sistema [kWp]	Cijena SE [€/kWp]	Izlazna snaga invertora [kW]	Cijena SE [€/kWp]	Obračun snabdjevača [€]		Ušteda na nepreuzimanje energije iz mreže [€]	Zarada na deponovanu energiju [€]	Vrijeme otplate [mjeseci]	Vrijeme otplate [godina, mjeseci]
						Kupac-proizvođač	Procijenjena potrošnja				
	1	2	3=1/2	4	5=1/4	6	7	8	9	10=1/(8+9)*12	11≈10 (zaokruženo)
3kW_1	3985.98	3.6	1107.22	3	1328.66	122.36	419.93	297.57	42.36	140.7	11 god. 9 mjeseci
3kW_2	3987.72	3.6	1107.70	3	1329.24	238.55	567.66	329.11	29.88	133.3	11 god. 1 mjeseci
3kW_3	3658.58	3.6	1016.27	3	1219.53	74.27	491.03	416.76	13.84	102.0	8 god. 6 mjeseci
3kW_4	4015.34	3.6	1115.37	3	1338.45	158.62	430.56	271.93	53.84	147.9	12 god. 4 mjeseci
3kW_5	3987.91	3.6	1107.75	3	1329.30	99.62	452.90	353.28	41.89	121.1	10 god. 1 mjeseci
5kW_1	5377.12	5.4	995.76	5	1075.42	267.13	899.29	632.16	49.02	94.7	7 god. 11 mjeseci
5kW_2	4728.81	5.4	875.71	5	945.76	53.99	454.10	400.11	122.57	108.6	9 god. 1 mjeseci
5kW_3	5252.87	5.4	972.75	5	1050.57	59.46	472.11	412.66	134.10	115.3	9 god. 7 mjeseci
5kW_4	5004.77	5.4	926.81	5	1000.95	57.86	580.49	522.62	106.68	95.4	7 god. 11 mjeseci
5kW_5	4769.95	5.4	883.32	5	953.99	62.86	544.79	481.92	122.25	94.7	7 god. 11 mjeseci
8kW_1	5721.96	8.1	706.41	8	715.24	955.42	1892.47	937.05	48.49	69.7	5 god. 10 mjeseci
8kW_2	5837.81	8.1	720.72	8	729.73	257.61	1073.23	815.62	11.95	84.6	7 god. 1 mjeseci
8kW_3	5789.07	8.1	714.70	8	723.63	103.87	841.33	737.45	179.55	75.8	6 god. 4 mjeseci
8kW_4	5944.95	8.1	733.94	8	743.12	80.20	611.34	531.14	149.88	104.8	8 god. 9 mjeseci
8kW_5	5808.26	8.1	717.07	8	726.03	140.37	1183.48	1043.11	104.01	60.8	5 god. 1 mjeseci
10kW_1	7410.91	11.7	633.41	10	741.09	435.51	2018.94	1583.43	0.00	56.2	4 god. 8 mjeseci
10kW_2	7270.44	11.7	621.41	10	727.04	169.78	1260.54	1090.77	177.04	68.8	5 god. 9 mjeseci
10kW_3	7459.18	11.7	637.54	10	745.92	89.77	1110.48	1020.71	117.32	78.7	6 god. 7 mjeseci
10kW_4	7413.21	11.7	633.61	10	741.32	385.46	1638.68	1253.22	204.35	61.0	5 god. 1 mjeseci
10kW_5	7372.95	11.7	630.17	10	737.30	226.82	1358.33	1131.52	94.73	72.2	6 god. 0 mjeseci



Šifra	Obračunski elementi	Količina kWh (1)	Cijena - € (2)	Iznos - € (1x2)
01	Aktivna energija VT	0,000	0,0524240	0,00
02	Aktivna energija NT	102,000	0,0262120	2,67
18	Angaž. mrežnog kapaciteta VT	0,000	0,0379690	0,00
19	Angaž. mrežnog kapaciteta NT	102,000	0,0189850	1,94
15	Gubici u mreži VT	0,000	0,0080940	0,00
16	Gubici u mreži NT	102,000	0,0040470	0,41
22	Fiksni dio mrežnog kapaciteta	1,000	1,4067000	1,41
36	Popust na akt.energiju i mrežne usluge 13%			-0,84
26	Naknada za podsticanje OIE1	102,000	0,0000000	0,00
27	Naknada za podsticanje OIE2	0,000	0,0047300	0,00
51	Iznos računa bez PDV-a			5,59
41	PDV 21%			1,17
52	**Iznos računa sa PDV-om**			**6,76**
	Račun za 23/12			**6,76**

a)

Energetske količine		Tarifa	Novo stanje brojila	Prethodno stanje brojila	Energija (kWh)
Aktivna energija	Preuzeta	VT	21000.086	20818.231	181.855
		NT	14676.611	14544.075	132.536
	Predata	VT	4693.971	4549.083	144.888
		NT	1016.59	985.657	30.933
Deponovana energija iz prethodnog obračuna		VT			2595
		NT			0
Aktivna energija za obračun		VT			0
		NT			101.603
Deponovana energija za naredni obračun		VT			2558
		NT			0

b)

Informacija:
Vaša ukupna deponovana energija iznosila bi po važećim cijenama 134,10 €

Slika 3: a) Obračunski elementi na primjeru računa i b) pregled preuzete, predate i deponovane energije kupca-proizvođača sa oznakom 5 kW_3 – izvod iz računa za 12.2023. (∗Naknada za podsticanje OIE 1 je ukinuta [13])

5. INTEGRACIJA KUPACA-PROIZVOĐAČA U ELEKTRODISTRIBUTIVNI SISTEM

Osnovni zahtjevi za priključenje malih elektrana na distributivnu mrežu su definisani u Pravilima za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije [9]. Jedan od najvažnijih kriterijuma za siguran rad elektroenergetskog sistema i pouzdano napajanje potrošača električnom energijom jeste dozvoljeno odstupanje (varijacija) napona. Postojeće niskonaponske mreže predviđene su za jednosmjerni tok energije. Prisustvo većeg nivoa integracije kupaca-proizvođača u niskonaponskoj mreži u značajnoj mjeri može uticati na promjene u naponskim prilikama mreže. Niskonaponske mreže raspolažu ograničenim kapacitetom za priključenje proizvodnih resursa kupaca-proizvođača s aspekta maksimalne pojedinačne snage i lokacije male elektrane i s aspekta broja malih elektrana na lokalnoj mreži [14]. Priključenje jedne SE na kraju niskonaponskog izvoda može izazvati veće varijacije napona u odnosu na elektranu veće snage priključenu na početku izvoda [14]. U Crnoj Gori, aktuelnom regulativom nijesu obuhvaćena ograničenja i norme kojima bi se obezbijedilo da, u uslovima visokog nivoa integracije kupaca-proizvođača, što veći broj kupaca ostvari pravo na status kupac-proizvođač. U nekim zemljama uspostavljeni su mehanizmi javnih podsticaja za najmanje instalisane snage proizvodnje i usklađivanje proizvodnje i potrošnje kupca-proizvođača. Primjer je Francuska, koja primjenjuje politiku neekonomičnih uslova za priključenje fotonaponskih sistema sa vršnom snagom većom od 3 kWp. Kao posljedica takvog mehanizma većina fotonaponskih sistema u Francuskoj ima vršnu snagu od tačno 3 kWp ili malo manju [15].

6. ZAKLJUČAK

Sticanje prava na status kupac-proizvođač ugradnjom solarnih elektrana u Crnoj Gori intenzivan je i kontinuiran proces. Usljed sprovođenja niza projekata ugradnje solarnih elektrana, od opšteg interesa, te velikog interesovanja korisnika, zakonskim okvirima je u velikoj mjeri pojednostavljenja procedura priključenja malih elektrana i

obezbijeđen je značajan finansijski podsticaj. Samim tim, veliki broj korisnika koristi priliku da obezbijedi sopstvenu proizvodnju električne energije, te umanji zavisnost od konvencionalnih izvora energije.
U okviru analize obuhvaćeno je 20 kupaca-proizvođača u cilju prikaza konkretnih primjera efekata rada elektrana na krovovima objekata, a da bi se izveli opšti zaključci potrebno je tretirati veći uzorak, što će u budućnosti biti moguće temeljnom opservacijom.
Na osnovu raspoloživih podataka iz prve godine rada elektrana može se zaključiti da postoje značajna odstupanja u efikasnosti rada elektrana, ali i to da je vrijeme otplate investicije, u najgorem slučaju 12 godina i 4 mjeseca, za najmanje proizvodne sisteme. Kod većih proizvodnih sistema u kategoriji domaćinstva otplata sistema je moguća i za manje od 5 godina.
U cilju stvaranja „fair play" mogućnosti za priključenje, a uzimajući u obzir činjenicu da usljed tehnički ograničenih mrežnih kapaciteta, svaki kupac neće imati priliku da ostvari pravo na status kupac-proizvođač, prijedlog rada je da se subvencije usmjere na najmanje solarne elektrane, tj. da se ublaži razlika u jediničnoj vrijednosti investicije elektrana manjih instalisanih snaga u odnosu na elektrane većih instalisanih snaga. Do većeg broja kupaca-proizvođača moguće je doći adekvatnim podsticajima kupaca na ugradnju solarnih elektrana manjih snaga koje će u velikoj mjeri zadovoljiti njihove potrebe za električnom energijom i izbjeći proizvodnju veću od potreba potrošnje.

LITERATURA

[1] „Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament", https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj;
[2] „Zakon o energetici", Službeni list Crne Gore, br. 005/16 od 20.01.2016, 051/17 od 03.08.2017, 082/20 od 06.08.2020;
[3] „Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council", 05.06.2019, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944;
[4] „19th Ministerial Council", https://www.energy-community.org/events/2021/11/MC.html
[5] „Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije", 2022, https://regagen.co.me/publikacije/cedis-metodologija-za-rdp-precisceni-tekst/;
[6] Projekti „Solari 3000+" i „Solari 500+", https://epcg-sg.com/solari-3000-solari-500/
[7] „Zakon o planiranju prostora i izgradnji objekata", https://www.paragraf.me/propisi-crnegore/zakon-o-planiranju-prostora-i-izgradnji-objekata.html
[8] „Zakon o porezu na dodatu vrijednost", https://www.paragraf.me/propisi-crnegore/zakon-o-porezu-na-dodatu-vrijednost.html;
[9] „Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije", https://cedis.me/wp-content/uploads/2017/06/pravila_za_funkcionisanje_distributivnog_sistema_elektricne_energije_0.pdf
[10] "Opšti uslovi za snabdijevanje električnom energijom" https://www.epcg.com/sites/epcg.com/files/multimedia/main_pages/files/2014/04/opsti_uslovi_za_snabdijevanje_el._energijom.pdf
[11] „Photovoltaic geographical information system" https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html
[12] „Obračun popusta na račune za električnu energiju" https://www.epcg.com/media-centar/saopstenja-za-javnost/produzen-rok-za-obracun-popusta-na-racune-za-elektricnu-energiju;
[13] „Ukidanje naknade za OIE1" https://www.gov.me/clanak/200599--od-1-juna-se-ukida-naknada-ya-oie1;
[14] Vuković, R., Gajović, J., Gobović, L. „Procijena kapaciteta NN izvoda za priključenje solarnih proizvodnih jedinica", VII Savjetovanje CG KO Cigre, R-C6-05, 2023. Budva, Crna Gora;
[15] Leloux, J.,*, Taylor, J., Moretón, R., Narvarte, L., Trebosc, D., Desportes, A. „Monitoring 30,000 PV systems in Europe: Performance, Faults, and State of the Art", pean Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, September 2015, Hamburg.

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R4-04

MOGUĆNOST KORIŠĆENJA ELEKTRIČNIH VOZILA U ELEKTRODISTRIBUCIJI SRBIJE

POSSIBILITY OF USING ELECTRIC VEHICLES IN ELECTRIC DISTRIBUTION OF SERBIA

Aleksandar STOLIĆ, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, Ogranak ED Sombor, Srbija
Marko FILAKOV, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, Ogranak ED Sombor, Srbija
Milica STOLIĆ, student Kriminalističko-policijskog univerziteta, Beograd, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

U Elektrodistribuciji za poslove dežurnih ekipa i održavanja distributivnih elemenata je veoma teško naći odgovarajuća specijalizovana vozila i zato se često nabavljaju vozila opšte namene (putnička, teretna) koja nisu potpuno prilagođena potrebama elektromonterskih ekipa Elektrodistribucije Srbije. Zbog toga, posle nabavke vozila Elektrodistribucije Srbije prilagođavaju svoja vozila elektrodistributivnim potrebama i to ugradnjom: nosača za monterske lestve, radio stanice sa priključnom antenom, sigurnosne mreže za odvajanje prostora kabine od tovarnog dela, vitla-čekrka za samoizvlačenje (na terenska vozila) i nabavkom odgovarajućih pneumatika (gume za teren).
Na tržištu se pojavljuju sve više hibridnih i električnih automobila. Kao korisnici velikog broja automobila, a time i veći zagađivači okoline, Elektrodistribucija mora razmatrati mogućnosti korišćenja vozila koja su više ekološki. Prikazan je dosadašnji razvoj, mane i prednosti i mogućnosti njihovog korišćenja u distributivnoj delatnosti. Analizirani su troškovi održavanja vozila koja troše različita pogonska goriva, njihove cene i sadašnja isplativost. Analize pokazuju kako da se smanje troškovi, potrošnje goriva, a u cilju donošenja pravih odluka u pravcu razvoja voznog parka.

Ključne reči: Montersko vozilo, hibridno vozilo, električno vozilo

ABSTRACT

In electrical distribution, it is very difficult to find suitable specialized vehicles for the work of on-call crews and maintenance of distribution elements, and that is why general-purpose vehicles (passenger, cargo) are often purchased that are not fully adapted to the needs of electrical installation crews of Elektrodistribucije Srbije. Therefore, after purchasing a vehicle, Elektrodistribucije Srbije adapts its vehicles to electrical distribution needs by installing: a support for assembly ladders, a radio station with a connecting antenna, a safety net for separating the cabin space from the cargo area, a winch-wheel for self-extraction (on off-road vehicles) and purchasing suitable tires (terrain tires).
More and more hybrid and electric cars are appearing on the market. As users of a large number of cars, and thus greater polluters of the environment, electric distribution must consider the possibilities of using vehicles that are more ecological. The previous development, disadvantages and advantages and possibilities of their use in the distribution activity are presented. The maintenance costs of vehicles that use different fuels, their prices and current profitability are analyzed. Analyzes show how to reduce costs, fuel consumption, and in order to make the right decisions in the direction of the development of the vehicle fleet.

Key words: Assembly vehicle, hybrid vehicle, electric vehicle

Aleksandar Stolić, aleksandar.stolic@ods.rs
Marko Filakov, marko.filakov@ods.rs
Milica Stolić, stolicmilica8@gmail.com

1. UVOD

Električna vozila nisu produkt savremenog doba jer su se prvi modeli ovih vozila (demonstracioni) pojavili tridesetih godina XIX veka, dok su prva vozila za komercijalnu upotrebu bila dostupna krajem XIX veka. S tim u

vezi, borba za prevlast na tržištu između električnih vozila i vozila sa motorima sa unutrašnjim sagorevanjem (konvencionalna vozila) potiče još iz tog perioda. Do 1920. godine, električna vozila su bila značajno zastupljenija, kada usled pada cena goriva dolazi do naglog porasta tehnologije i popularnosti konvencionalnih vozila. Efikasnosti motora sa unutrašnjim sagorevanjem u odnosu na električni motor je mnogo manja, ali je 300 puta veća specifična energija fosilnih goriva u odnosu na tadašnje olovno-kiselinske baterije imala presudan značaj za prevlast ovih vozila na tržištu [1]. Tokom 20. veka električna vozila su bila potisnuta sa tržišta sve do 1996. godine, kada je General Motors pustio u prodaju model EV1 [2]. Pored nekoliko pokušaja tokom XX veka pravo oživljavanje električnih vozila počelo je u XXI veku. Zbog porasta cene fosilnog goriva (nafte) i potrebe za smanjenjem emisije štetnih gasova 2011. godine električna vozila ulaze u serijsku proizvodnju. [3]
Pošto električna vozila ne ispuštaju štetne gasove, njihova prednost u odnosu na motore sa unutrašnjim sagorevanjem je u značajnom smanjenju zagađenja vazduha, naročito u gradskom jezgru. Ako se električna energija za punjenje baterija dobija iz obnovljivih izvora energije time je doprinos ekologiji najveći. Zbog toga, izražena tendencija ka dekarbonizaciji energetike i transportnog sektora je dovela do toga da se u prošloj godini preko 10 miliona električnih vozila našlo na ulicama širom sveta [4], što predstavlja ohrabrujući podatak imajući u vidu da je u pitanju porast od 43 % u odnosu na 2019. godinu. Uzrok se može pripisati smanjenju cene električnih vozila, usled napretka tehnologije, izrade baterija, kao i uvođenju različih subvencija za kupovinu ovih vozila, čime su ona postala dostupna za širu upotrebu [5]. U odnosu na početak 20. veka, novim tehnologijama, baterijama je povećana specifična energija, a uz prednosti kao što su jednostavnije upravljanje, niski nivo buke, veća efikasnost motora i manji varijabilni troškovi (troškovi goriva), električna vozila su se istakla u odnosu na konvencionalna. S druge strane, konvencionalna vozila i dalje imaju veliku prednost kada je u pitanju razvijenija infrastruktura za punjenje, i sa aspekta brzine punjenja. Uprkos velikom interesovanju, potencijalu i prednostima, prihvatanje električnih vozila nailazi na niz prepreka i ograničenja u odnosu na motore sa unutrašnjim sagorevanjem. Pored same proizvodnje vozila dodatni troškovi su litijum-jonske baterije koje su trenutno sa visokom cenom proizvodnje. Komponente za proizvodnju takvih baterija su skupe, a proizvodnja je prljava jer se sirovine nalaze u zemljinoj kori za koje su potrebna velika iskopavanja. Iskopavanja sirovina mogu da imaju štetne posledice po okolinu i ekologiju, posebno ako se nađu nesavesno odbačene u prirodi.
Svi veliki proizvođači električnih automobila se trude da unaprede elemente kao što je baterija, koji su glavni ograničavajući faktori novih modela. Uprkos velikom napretku većina baterija za električne automobile i dalje zahteva planiranje dužih putovanja prema dostupnim punjačima.
Na primer, Toyota tvrdi da je tome kraj, jer je ova kompanija razvila svoju *solid state* bateriju koja bi mogla da iz korena promeni električne automobile [6]. Kineske firme su napravile natrijum-jonske baterija za putničke automobile, koje su velika novinu na tržištu električnih automobila. Očekuje se da će natrijum-jonske baterije moći da budu zamena za litijum-jonske električne baterije čija je proizvodnja skuplja [7].
Analitičari Goldman Sachs očekuju da će cene baterija za električna vozila naglo pasti u narednih nekoliko godina. Do 2025. predviđaju da će cene pasti za 40% u odnosu na 2022. Isto tako predviđaju da će do sredine decenije električni automobili koštati isto kao i ekvivalentni automobili sa motorima sa unutrašnjim sagorevanjem, kada se posmatraju ukupni troškovi vlasništva i to bez ikakvih subvencija [8].
Izgradnjom infrastrukture za punjenje vozila, više nije veliki problem da se napune baterije, osim provedenog vremena na čekanju. Za Elektrodistribuciju koja može imati brze punjače problem je olakšan.
U drugom poglavlju je prikazano stanje voznog parka Ogranka Elektrodistribucije (ED) Sombor. Posebno su obrađeni troškovi održavanja i troskovi goriva. Ukratko je opisano montersko vozilo koje je osnova za rad elektrodistribucije. U trećem poglavlju je opisano električno vozilo. Mogućnost korišćenja je prikazan u četvrtom poglavlju. Peto poglavlje upoređuje troškove nabavke i korišćenja. Nakon zaključka, referentno je navedena literatura korišćena za realizaciju ovog rada.

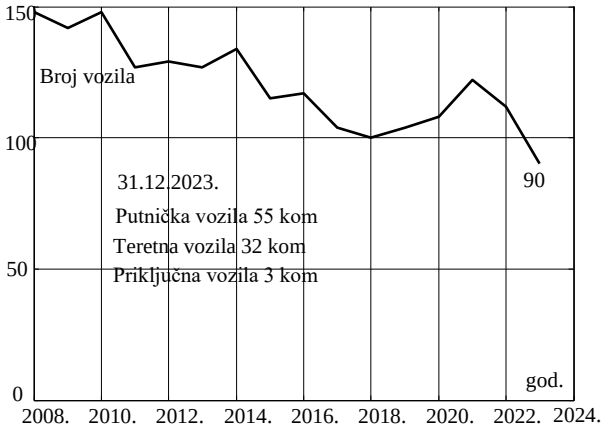
2. STANJE VOZNOG PARKA ELEKTRODISTRIBUCIJE SOMBOR

Motorna vozila namenjena potrebama Elektrodistribucije mogu se svrstati u tri standardne kategorije:

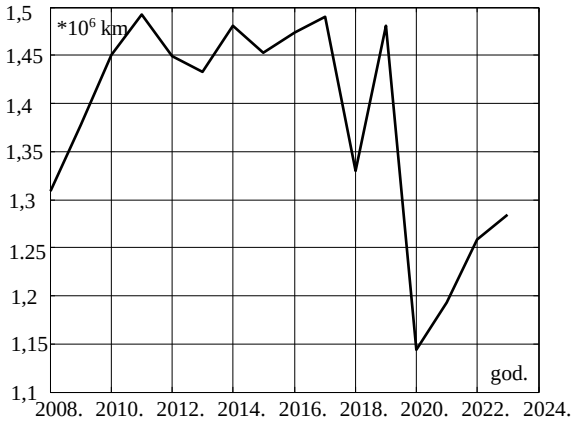
- Putnički automobil-motorno vozilo namenjeno za prevoz lica,
- Teretno vozilo-motorno vozilo namenjeno prevozu stvari i vršenju rada,
- Priključna vozila.

Putničko vozilo je motorno vozilo koje ima najviše osam sedišta i koriste se samo za prevoz lica. Teretna vozila namenjena za izvođenje radova treba da imaju tovarni prostor. Elektrodistribucija poseduje više vrsta specifičnih vozila namenjenih za vršenje rada (merna kola, hidraulične platforme ili korpe, hidrauličke ruke-dizalice, prikolice za prevoz stubova...) koja su svrstana u teretna vozila.
Ako je vozni park sastavljen od vozila iste marke i tipa onda se naziva homogeni vozni park. Velik broj različitih proizvođača otežava održavanje voznog parka. Najveći problem je starost vozila. Skoro polovina motornih vozila starije je od 10 godina. Kretanje broja motornih vozila prikazano je na Slici 1 i uočava se smanjenje broja motornih vozila iz godine u godinu. Na to su uticale mere štednje i smanjivanje broja radnika.
Slika 2 prikazuje koliko se godišnje pređe kilometara (km) u voznom parku Ogranka Sombor. Uočava se da je 2017. godine skoro dostignut maksimalan broj pređenih km iz 2011. godine. Korona virus je uticala na smanjenje

pređenih km, kao i smanjenje broja vozila zadnjih godina. Manji broj radnika je isto tako uticao na smanjenje broja pređenih km, jer se sve više poslova izdaje drugim firmama.



Slika 1 – kretanje broja vozila u Ogranku Sombor

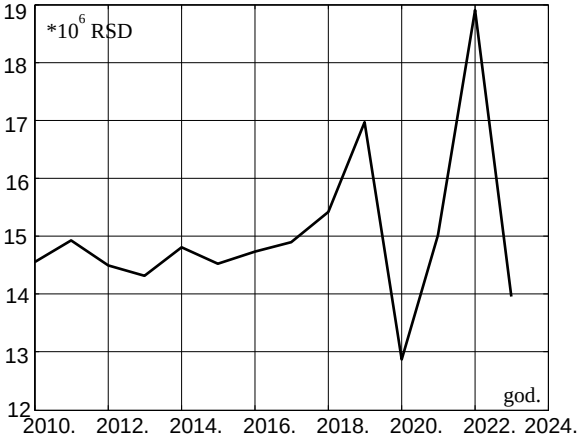


Slika 2 – Ukupno pređeni kilometri

U Tabeli 1 je prikazana potrošnja goriva za DACIA LOGAN 1,5 dci (vrednosti dobijene na četiri vozila DACIA LOGAN). Prikazana je potrošnja po fabričkom normativu i potrošnja po putnom nalogu. Na otvorenom putu fabrička potrošnja je 4,7 lit., a u lokalu tj. uslovima gradske vožnje 5,5-6 lit./100km. U realnim uslovima po putnim nalozima na otvorenom putu potrošnja je bila 6,51-7,43 lit./100 km. U uslovima gradske vožnje potrošnja je iznosila po putnom nalogu 7,76 lit./100 km.

	Potrošnja goriva	
Dacia logan 1.5dci (eurodizel)	Vožnja na otvorenom putu	Vožnja u lokalu-gradska
	lit./100km	lit./100km
Potrošnja po fabričkom normativu	4,7	5,5-6,0
Potrošnja po putnom nalogu	6,51-7,43	7,76

Tabela 1 – Potrošnja goriva DACIA LOGAN



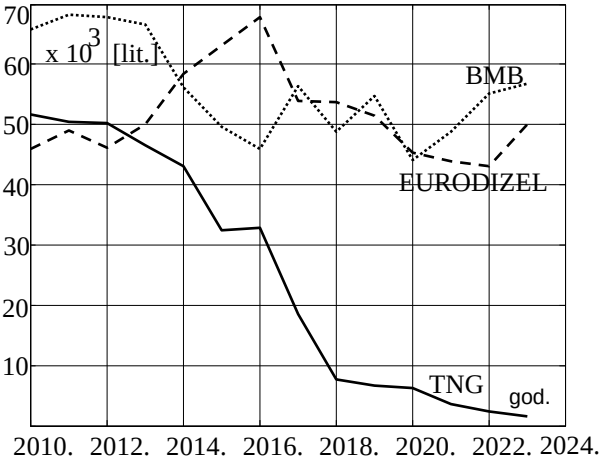
Slika 3 – Troškovi održavanja

Slika 3 prikazuje troškove održavanja voznog parka na području Ogranka Sombora. Uočava se da su 2020. godine troškovi bili mali zbog isteklih ugovora za održavanje vozila u jednom delu godine. Zbog toga su veći troškovi održavanja narednih godina, a u proseku se troškovi malo povećavaju kako raste starost vozila i cena delova za ta vozila.

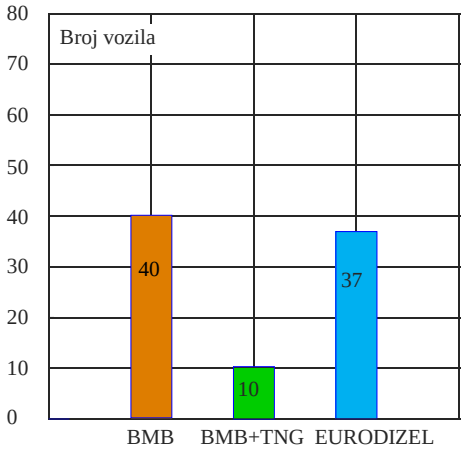
2.1 Troškovi goriva

Troškovi goriva jedna je od bitnih stavki troškova održavanja voznog parka, odnosno troškova Elektrodistribucije. Prema Odluci o korišćenju putničkih vozila u Ogranku Elektrodistribucije Somboru pravi se mesečni izveštaj o potrošnji goriva za svako vozilo [9]. U radu ćemo se baviti samo o mogućim uštedama prelaskom sa jedno na drugo gorivo. Ogranak ED Sombor je počeo koristiti TNG u 2003. godine. Na Slici 4 je prikazana potrošnja raznih vrsta goriva po godinama. Ugradnjom TNG u postojeća vozila 2007. godine Ogranak ED Sombor imao je najveću potrošnju tečnog naftnog gas (TNG). Kako je vremenom prestala ugradnja TNG u vozila tako je opadala potrošnja TNG i poslednjih deset godina se više ne nabavljaju putnička vozila koja koriste TNG, odnosno ne ugrađuju se TNG uređaji. Zbog politike oko TNG goriva i sama potrošnja TNG goriva se smanjuje iz godine u godinu.
Slika 5 prikazuje koliko vozila koristi određena goriva u 2023. godini. Uočava se da samo 10 vozila (9%) imaju mogućnost da koriste TNG.
Ušteda na gorivu se može ostvariti korišćenjem TNG umesto BMB goriva. Sadašnja cena jednog litra benzina je 1,57 €, a cena jednog litra TNG 0,80 €. Pošto TNG ima manju oktansku vrednost od benzina mora se računati sa 10-20% većom potrošnjom od potrošnje benzina na istoj dužini puta. U narednim razmatranjima se računalo 20% većom potrošnjom.

Primer moguće uštede je prikazan u Tabeli 2 na potrošnji goriva u 2023. god. Nažalost je 2023. god. ostvarena potrošnja TNG goriva od samo 1.535 lit., dok je ukupna vrednost potrošenog goriva (BMB, TNG i EURODIZEL) iznosi 177.165 €.



Slika 4 – pregled potrošnje goriva



Slika 5 – Pregled vozila po vrsti potrošnje goriva

Kolone procenjeno stanja da je 10 vozila koje troše TNG+BMB maksimalno trošili TNG, mogla bi se smanjiti potrošnja goriva BMB sa 56.700 lit. na 45.860 litara godišnje. Procena je urađena na sledeći način: u rezervoarima tih 10 vozila ostaje 500 lit. (pun rezervoar po kolima) a ostatak preračunamo u TNG gorivo (11.340-500)*1,2 =13.008 lit. jer je potrebno 20% više TNG goriva. Na to dodamo već što je trošeno 1.535 lit. i dobijamo 14.543 lit. TNG goriva da bi se potrošilo. Ukupna vrednost svih vrsta potrošenog goriva bi iznosila 170.552 € i uštedelo bi se 6.613 € godišnje u odnosu na stvarno stanje.
Ako bi Ogranak Sombor na svih 40 vozila koji troše samo BMB gorivo imao ugrađen TNG uređaj štedeo bi godišnje 33.062 €. Količine u Tabeli 2 označene * znače da su to minimalne količine BMB (pun rezervoar) koja moraju imati vozila na TNG+BMB.

Tabela 2 – Moguće uštede većom primenom goriva TNG

	CENA	Stvarno stanje			Procenjeno stanje			Procenjeno stanje		
		Broj vozila	2023. godine ostvarena potrošnja		Broj vozila	Da je 10 vozila TNG+BMB trošilo samo TNG		Broj vozila	Da pored 10 vozila TNG+BMB i svih 40 vozila BMB troši TNG	
	€/lit	kom	litara	€	kom	litara	€	kom	litara	€
BMB	1,57	40	45.360	71.215	40	45.360	71.215	–	–	–
TNG+	0,80	10	1.535	1.228	10	14.543	11.634	50	66.575	53.260
+BMB	1,57		11.340	17.804		500*	785		2.500*	3.925
EURODIZEL	1,74	37	49.953	86.918	37	49.953	86.918	37	49.953	86.918
UKUPNO		87	108.188	177.165	87	105.496	170.552	87	97.249	144.103
UŠTEDA		–	–	–	–	–	**6.613**	–	–	**33.062**

Da bi Ogranak ED Sombor imao uštede prikazane u poslednjem redu Tabele 2, mora se povećati broj vozila koja koriste TNG uređaj i to:
a. Nabavkom vozila sa ugrađenim TNG uređajem,
b. Ugradnjom TNG uređaja u postojeća vozila koja koriste pogonsko gorivo BMB,
c. Povećan utrošak TNG kao goriva i minimalne ili ograničene količine utrošaka BMB (kod vozila koja imaju TNG uređaj; 1 rezervoar goriva otprilike 50 litara).
Pozitivne tehničke karakteristike uvođenjem TNG goriva (4):
– Smanjenje emisije CO_2 10% -12%,
– Vozilo na TNG proizvede 90% manje azotoksida od vozila sa dizel motorom, a 68% manje od vozila sa benzinskim motorom,
– Sagorevanje TNG je čistije od benzina,
– Niža tačka isparavanja-bolje pravljenje smeše sa vazduhom (ima širu granicu upaljivosti),
– Omogućava rad motora sa znatno siromašnijom smešom,
– TNG raspršuje manje ugljenika na svećice i klipove motora. Prilikom paljenja hladnog motora, TNG znatno manje oštećuje motor, zato što ne sapira ulje sa zidova cilindara (npr. jedno paljenje motora u zimskim uslovima, oštećuje motor kao da je vozilo prešlo 200 km auto-putem),
– Smanjen broj generalnih popravki motora na godišnjem nivou u vozilima sa ugrađenim TNG uređajima,

– Cena je znatno niža od motornog benzina.
Vrednost ugradnje TNG uređaja je u zavisnosti od napajanja gorivom: Karburatorski 300 €, Monopoint 390 €, Multipoint 520 €.
Atest TNG uređaja iznosi 100 € (prilikom ugradnje), tehnički pregled 50 €, reatest TNG uređaja 70 €. Maksimalna vrednost ugradnje TNG uređaja iznosi 550 €. Ona se isplati posle pređenih 10.000-15.000 km korišćenja vozila na TNG umesto BMB.

2.2 Montersko vozilo

Vozilo namenjeno dežurnim monterima je specifično vozilo koje služi za prevoz dva radnika i prevoz manje količine materijala i opreme po asfaltu i po lokalnim putevima. Ona treba da budu sa dva kabinska prostora. Kabinski prostor obuhvata vozačko i suvozačko mesto i isti odgovara osnovnom modelu vozila. Kabinski tovarni prostor odvojen je pregradnim zidom koji je u donjem delu od lima, a u gornjem ima zaštitnu mrežicu. Do sada je bilo više načina preuređenja putničkog automobila u dežurno vozilo (Lada Niva, Dacia Duster- Doker, Fiat Doblo). Pojavom Dacia Daster-a, Doker-a i Fiat Doblo-a, problem preuređenja prostora za tovar je olakšan, jer se pokazalo da je uređen tovarni prostor jedan od najbitnijih za uspešan rad ekipa. Predloženo rešenje omogućava funkcionalan i bezbedan smeštaj zaštitne, lične, kolektivne i ostale opreme alata i materijala na fiksne police pri čemu ostaje dovoljno prostora za smeštaj opreme koja se povremeno koristi: uređaj za sidrenje stuba, aparat za merenje uzemljenja, veći broj niskonaponskih i visokonaponskih uzemljenja, indikatora i drugo. Ranijim načinom čuvanja dolazilo je do oštećenja iste i prevremenog stavljanja van upotrebe ličnih zaštitnih sredstva monterskog para, kolektivna zaštitna sredstva i ostala sredstva [10].

Slika 6 – Florida poli-ed i Dacia Duster sa ugrađnim tovarnim prostorom

Za izradu polica je korišćen višeslojni bikovi furnir. Dobra osobina je što je jeftin, pločasti material, koji se lako seče i uklapa, ali je negativna osobina veća specifična težina. Iz dosadašnjeg iskustva pri ugradnji odgovarajućih polica na Floridi Poli-ED, primećeno je da je zbog povećanja ukupne težine vozila došlo do brže potrošnje pneumatika na vozilu, povećanje potrošnje goriva kao i kvara na kvačilu-lameli vozila.
Zbog svega pomenutog predlaže se izrada polica od lakšeg materijala u odnosu na višeslojni bikovi furnir koji je korišćen u pomenutom primeru. To je izrada polica od pleksiglasa koji je ravan, lako se seče i uklapa, a i lagan je po svojoj specifičnoj težini i time će se otkloniti navedeni nedostaci. Neophodno je napraviti tipska rešenja sa lakšim materijalima.
Za vozila marke DACIA postoji u ponudi dodatna oprema koja se ugrađuje u vozila, a veoma su korisna: nosači za lestve, horizontalna kada koja se montira na krov vozila, odlična je za odlaganje električnih provodnika, prednji štitnik-rolbar, čekrk-vitlo za samoizvlačenje vozila, metalne pregradne mreže, led-reflektori raznih jačina i veličina za noćne uslove rada. Predlaže se da u okviru javnih nabavki bude i dodatna oprema da bi se izbeglo da se ogranci u svojoj režiji i na svoj način rešavaju i ugrađuju gore navedenu opremu.

3. ELEKTRIČNA VOZILA

Pogon svih električnih vozila čini elektro motor. Električna vozila se razlikuju po vrsti sistema napajanja elektro motora:

- električna vozila na baterije (eng. Battery Electric Vehicle – *BEV*),
- hibridna električna vozila (eng. Hybrid Electric Vehicle – *HEV*),
- hibridna električna vozila sa mogućnošću punjenja (eng. Plug-in Hybrid Electric Vehicle – *PHEV*) i
- električna vozila sa gorivnim ćelijama (eng. Fuel Cell Electric Vehicle – *FCEV*).

Baterijska električna vozila (*BEV*), ili „potpuno“ (čista) električna vozila, obezbeđuju energiju za pogon električnih vozila samo iz baterije. Ne sadrže i druge izvore napajanja i zbog toga su najjednostavniji tip elekričnih vozila. Baterija je glavni element od čega zavisi domet i perfomanse. Domet je prosečno oko 400 km dok kod nekih je i do 565 km, ali je to sve u idealnim uslovima i optimalnom vožnjom za minimalno pražnjenje baterija [11]. U

realnim uslovima ona je dosta manja jer domet zavisi i od brojnih drugih faktora kao što su: brzina vozila, spoljašnja temperatura, karakteristike terena, konfiguracija vozila, tip i karakteristike baterije i slično.
Hibridna električna vozila (*HEV*) imaju dvojaki pogon. Pored električnog motora, sadrže i motor sa unutrašnjim sagorevanjem. Hibridno vozilo je projektovano da maksimalno iskoristi uskladištenu energiju u baterijama i da se one pune da energija ne propadne putem regenerativnog kočenja. Pored ovakog načina punjenja baterija postoji punjenje preko motora sa unutrašnjim sagorevanjem. Pri manjim brzinama električno vozilo koristi energiju uskladištenu u baterijama, pri većim brzinama hibridno električno vozilo obezbeđuje pogon preko motora sa unutašnjim sagorevanjem. U zavisnosti od načina povezivanja električnog motora i motora sa unutrašnjim sagorevanjem, razlikuju se četiri kategorije: redna, paralelna, redno-paralelna i kompleksna veza. Zaključak je da hibridna vozila primarno funkcionišu kao vozila sa unutrašnjim sagorevanjem dok bateriju koriste za postizanje boljih perfomansi.
Hibridna električna vozila sa mogućnošću punjenja (*PHEV*) su razvijena u cilju povećanja „električnog dometa“ hibridnih vozila. Za razliku od hibridnih vozila ovde se dominantno koristi električni motor u na motor sa unutrašnjim sagorevanjem. S tim u vezi, kapacitet baterija u *PHEV* mora biti značajno veći u odnosu na osnovni tip *HEV*. U slučaju da je napunjenost baterije jako nizak, *PHEV* se prebacuje na motor sa unutrašnjim sagorevanjem kako bi obezbedio dodatnu snagu ili energiju za punjenje baterije. Dodatno, baterija se može puniti direktno iz električne mreže ili uz pomoć regenerativnog kočenja. Ovaj tip vozila značajno utiče na smanjenje emisije gasova sa efektom staklene bašte jer uglavnom koristi energiju iz baterije.
Električna vozila sa gorivnim ćelijama (*FCEV*), obezbeđuju energiju za kretanje vozila zahvaljujući električnoj energiji proizvedenoj u gorivnim ćelijama. Za proizvodnju električne energije hemijskom reakcijom su potrebni i vodonik i kiseonik. Kiseonik se uzima iz vazduha koji se usisava iz okoline dok se vodonik skladišti u specijalnom rezervoaru pod visokim pritiskom, i zbog toga se ova vozila često nazivaju i vozilima sa vodonikovim gorivnim ćelijama. Jedini nusprodukt ove reakcije je voda, tako da gorivne ćelije ne emituju gasove sa efektom staklene bašte i samim tim njihov princip rada je usklađen sa ciljevima dekarbonizacije. Proizvedena električna energija se dalje koristi za napajanje električnog motora, dok se višak najčešće skladišti u bateriji ili super-kondenzatoru. Punjenje vodonikom traje jako kratko, odnosno koliko i punjenje konvencionalnih vozila i to je značajna prednost ovog tipa vozila u odnosu na ostale tipove električnih vozila. Međutim, postoje brojna ograničenja koja su dovela do spore komercijalizacije ovog tipa vozila. Ona se ogleda u malom broju izgrađenih stanica sa vodonikom i velikim preprekama u prenosu vodonika do odgovarajućih stanica je osnovna prepreka ka daljem razvoju. Pored toga gorivne ćelije su još uvek jako skupa tehnologija, kao i postoji opasnost od curenja zapaljivog vodonika koja ugrožava bezbednost ljudi u vozilu i okolini.
U ovom trenutku primena električnih vozila po tipu sistema za napajanje baterija:

- Električna vozila na baterije *BEV* predstavljaju najpopularniju opciju za postizanje karbonski neutralne budućnosti.
- Hibridna električna vozila *HEV* predstavljaju varijantu koja manje zagađuje okolinu u odnosu na konvencionalna, ali se veći deo energije za napajanje motora obezbeđuje iz fosilnog goriva (za motor sa unutrašnjim sagorevanjem). Njegov uticaj na smanjenje emisije gasova sa efektom staklene bašte iz transportnog sektora jako mali.
- Hibridna električna vozila sa mogućnošću punjenja *PHEV* u velikoj meri nadoknađuju osnovni nedostatak HEV, odnosno ova vozila primarno koriste električnu energiju iz mreže, dok se fosilna goriva koriste kako bi poboljšala performanse *PHEV*. Međutim, i pored navedenih prednosti, ova vozila nemaju nultu emisiju gasova sa efektom staklene bašte, što nije u skladu sa ciljem dekarbonizacije.
- Električna vozila sa gorivnim ćelijama predstavljaju jako skupu varijantu, prvenstveno zbog cene gorivnih ćelija, nedovoljno razvijenog sistema gasnih stanica i nedovoljno razrađenih opcija za transport vodonika

Imajući prethodno navedeno u vidu, električna vozila na baterije imaju najveći potencijal za omogućavanje karbonske neutralnosti transportnog sektora, sve dok se za punjenje baterije koristi „obnovljiva“ električna energija. Razvoj elektroenergetskog sektora u pravcu dekarbonizacije direktno utiče na dekarbonizaciju transportnog sektora.

3.1 Konfiguracija električnih vozila

Električno vozilo se može posmatrati kao skup tri podsistema. Različitim međusobnim rasporedom i interakcijom obezbeđuje funkcionisanje električnog vozila [1]. Tri osnovna podsistema električnih vozila su:

- podsistem napajanja,
- pogonski podsistem i
- pomoćni podsistem.

Podsistem napajanja se sastoji od izvora napajanja koji obezbeđuje energiju za pogon vozila, sistema punjenja izvora napajanja i upravljačkog sistema. Pogonski podsistem uključuje motor, konvertor, kontroler, mehaničke prenosnike i točkove. Na kraju, pomoćni podsistem se sastoji od pomoćnog izvora napajanja, sistema kontrole temperature i servo-upravljača.
U zavisnosti od rasporeda podsistema i njegovih elemenata razlikuje se nekoliko konfiguracija električnih vozila.

- prva konfiguracija je front-engine-front-wheel. Kao standardna konfiguracija konvencionalnih vozila, gde je motor sa unutrašnjim sagorevanjem zamenjen električnim motorom.
- Druga konfiguracija je konfiguracija bez kvačila,
- Treća konfiguracija sadrži motor, zupčanik i diferencijal kao jedinstvenu jedinicu koja je povezana na oba prednja točka.
- Četvrta konfiguracija se sastoji od dva motora koja nezavisno pokreću oba točka preko fiksiranih zupčanika da bi se postigla diferencijalna funkcija.
-Peta konfiguracija nema mehaničke zupčanike koji su u potpunosti tako što su motori postavljeni na obode točkova. Time se postiže da se kontrolom brzine motora kontroliše brzina točkova, odnosno vozila. In-wheel konfiguracijom se smanjuje ukupna težina pogonskog podsistema. Ovim se postiže bolja upravljivost vozila i obezbeđuje više slobodnog prostora za baterije većeg kapaciteta, ali postoji opasnost od oštećenja motora usled direktne izloženosti spoljnim uticajima.
Pored navedenih konfiguracija koriste se i konfiguracije sa motorom na zadnjim točkovima, kao što je Tesla Model S.

3.2 Uporedne karakteristike vozila

Električni motor predstavlja središnji element električnog vozila, koji služi za pretvaranje električne u mehaničku energiju. Prilikom regenerativnog kočenja, električni motor se može ponašati i kao generator, kada dolazi do punjenja baterije. Zahtevi koji se stavljaju pred izbor motora u električnom vozilu uključuju: veliki opseg brzina, velika efikasnost, robusnost, pouzdanost, razumna cena, male dimenzije i velika snaga. U tom cilju se mogu koristiti jednosmerni i naizmenični motori. Jednosmerni motori se obično koriste u slučajevima kada se ne zahteva velika snaga (do 4 kW), dok se naizmenični koriste za vozila kojima je potrebna veća snaga (preko 5 kW). U savremenim električnim vozilima se najčešće koriste asinhroni motori, koračni motori i sinhroni motori sa permanentnim magnetom [1].
Ogranak Elektrodistribucija Sombor nema ni jedan električni automobil. U Tabeli 3 su prikazane uporedne karakteristike dva klasična vozila koje se koriste u Elektrodistribuciji i pet električnih vozila. Nisu se mogli pronaći svi podaci za električna vozila na internetu i svaki od vozila ima varijante sa različitim snagama motora, kapacitetom baterija i drugim varijantama. Pošto se cene stalno smanjuju i razlikuju, cena istog modela u raznim državama nisu date u Tabeli 3.

Tabela 3 – Uporedne karakteristike vozila

Karakteristike		Klasična		Električna vozila			
		Škoda	Dacia Duster	Dacia Spring-E	BZ4X Toyota	WV id 3	RENAULT Megan -el
Potrošnja goriva -grad	lit./100 km	6	6,2	–	–	–	–
	kWh/100 km	–	–		16,7	15,1	14,8
	km			>300	442		
Potrošnja goriva - autocesa	lit./100 km	5,5	6,1	–	–	–	–
	kWh/100 km	–	–	–	14,4	14,2	13,5
	km			>220	512		
kombinovana	lit./100 km	5	6,2	–	–	–	–
	kWh/100 km	–	–	<14,6		14,9	14
Kapacitet rezervoara	lit.	55	50	–	–	–	–
Kapacitet baterija	kWh	–	–	48	71	58	40
Snaga motora	kW	59	84	33	150	70	96
Obrtni momenat	Nm	94	148	125	266	245	250
Ubrzanje do 100 km/h	sec	15.6	13,5	19,1	7,5	8,9	7,4
Najveća brzina	km/h	171	160	125	160	160	160
Težina	kg	1.134	1.280	975	1.895		1.624
Najveća dopuštena težina	kg	1.559	1.804		3.215	–	–
Sedište	–	5	5	4	5	5	5
Dužina	cm	4.108	4.315	–	4.690	4.264	4.264
Širina	cm	1.954	1.821	–	1.860	1.809	1.809
Visina	cm	1.459	1.625	–	1.650	1.564	1.564
Domet	km	916	458	300	450	350	300
Baterije		–	–	–	–	–	–

U Tabeli 4 su prikazane cene 1 kWh koja zavisi od mesta punjenja. Mogućnost kod kuće sa sporim punjačima je do 10 sati. Ako se puni električni auto na crvenu tarifu u domaćinstvu, cena je oko 0,21 do 0,29 €/kWh u zavisnosti

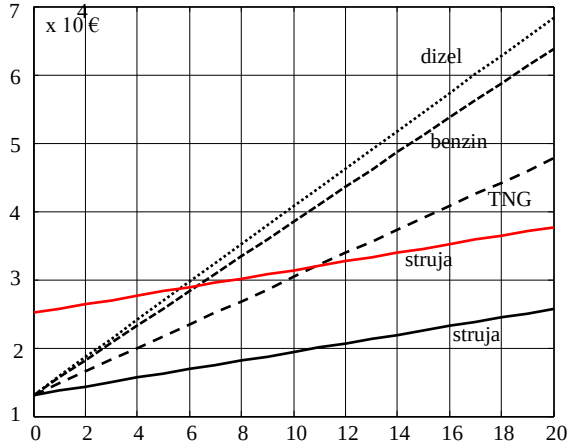
od toga da li je u višoj tarifi (VT) ili u nižoj tarifi (NT). Kod industrijskih potrošača cena se sada kreće oko 0,21 €/kWh a sve zavisi od sklopljenog ugovora sa trgovcem električne energije. Kada se vozilo puni na pumpama zavisi od snage punjenja i na kojoj poziciji se nalazi pumpa. Skuplje je na autoputevima i u većim centrima.

Tabela 4 – Cene goriva za vozila

Klasična vozila			Električna vozila				
			Domacinstvo-Crvena tarifa		industrijska	Brze punionice elektr. vozila	
Dizel	benzin	TNG	Viša tarifa	Niža tarifa		Snaga punjenja do 50 kW	Snaga punjenja do 150 kW
1,7 €/l	1,57 €/l	0,80 €/l	0,29 €/kWh	0,21 €/kWh	0,21 €/kWh	0,53 €/kWh	1,12 €/kWh

3.3 Mogućnost korišćenja električnih vozila u Elektrodistribuciji Srbije

Pored primene električnih putničkih vozila u Elektrodistibuciji Srbije (EDS), trebalo bi razmišljati o nabavci i primeni lakih (dostavnih) teretnih vozila, koja bi služila za potrebe EDS-a za prevoz ljudi, materijala, opreme i sl., u nešto većem obimu nego što staje u putnički automobil. Cilj te nabavke i primene lakih teretnih vozila, bio bi da zameni vozila sa pogonom na BMB i EURODIZEL. Pošto su performance lakih teretnih vozila slične ili čak i iste sa putničkim električnim vozilima,ova analiza se može primeniti i na njih.
Ponuda lakih teretnih vozila sa električnim pogonom u početku proizvodnje električnih vozila je bila slaba. Danas na tržištu postoji dobar izbor lakih teretnih vozila i mogućnost prilagođavanja potrebama raznih preduzeća. Na primer, na tržištu se mogu naći laka dostavna vozila sa otvorenim sandukom ili zatvorenim sandukom – hladjača za smeštaj razne robe (kutije, palete), a može da bude i sa hidraulikom, kao mali kiper. Ovaj tip vozila ima manju nosivost, ali je zato sposoban da se provuče kroz sve uske prolaze, odličan je za voziti se po centru grad. To su lagana i manja vozila, pa se lako mogu polukružno okretati po gradu i naravno vrlo lako parkirati.
Domet ovih lakih teretnih vozila je vrlo dobar. Pod teretom i smanjenom brzinom gradske vožnje (40 km/h – 60 km/h), niske temperature, prelazi do 200 km, a leti je to nešto više kilometara. Ako preduzeće koje koristi ovakav tip vozila prelazi dnevno do 150 km, a vozilo može da se puni noću, ovo je odlično rešenje za ta preduzeća.
Električna vozila mogu biti različite snage elektromotora u zavisnosti od potreba korisnika.
Pored vozila sa otvorenim i zatvorenim tovarnim sandukom, postoje i dostavna laka teretna vozila (pikap), vozač, suvozač i tovarni prostor.
Tovarni prostor može biti preuređen u zavisnosti od potreba preduzeća i on može biti raznih veličina, kao i različite snage elektromotora sa više ili manje kapaciteta baterije.
Takvo vozilo može biti preuređeno i za potrebe Elektroprivrede Srbije (EPS) i EDS za održavanje električne mreže. Tako bi se EPS i EDS, koristeći električna vozila, barem u užem gradskom jezgru svrstao u preduzeća koja minimalno ekološki zagađuju grad.
Na Slici 7 su prikazani troškovi vozila kada troše različite vrste goriva u periodu od 20 godina. Crnim linijama su prikazana vozila koja su nabavljena po ceni od 13.000 € i kako rastu troškovi, ako prelaze svake godine 20.000 km. Uračunati su i godišnji servisi. Posle 20 godina troškovi vozila koji koristi dizel iznosi skoro 70.000 €, a najmanje ima troškove vozilo na struju od 26.000 €. Razlika je oko 44.000 €. Pošto je vozila na struju teško naći za 13.000 €, crvenom linijom je prikazano električno vozilo nabavne cene 26.000 € koje se posle 11 godina više isplati i od vozila koje troši TNG.

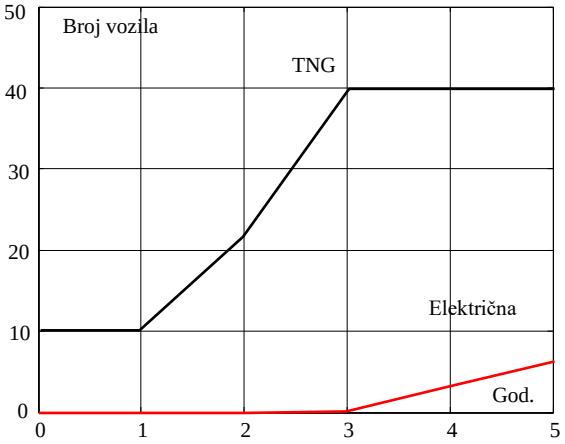


Slika 7 – Pregled troškova investicije i godišnjeg korišćenja

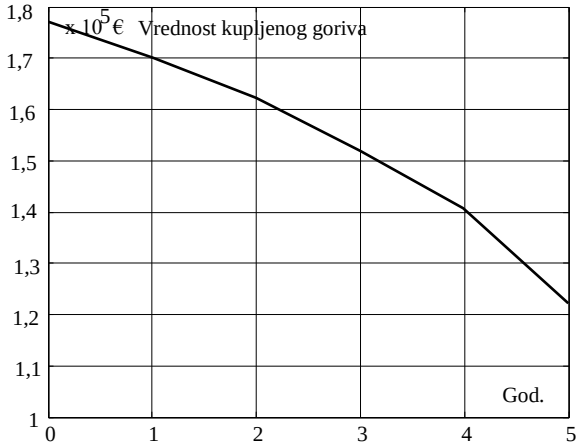
Želja je da se nabavljaju nova vozila, smanje troškovi goriva i troškovi servisa. Rešenje je sledeće:
- posle prve godine rada 10 vozila na TNG (ušteda 6.613 €), da se ugradi 12 novih TNG uređaja u vozila na BMB;
- posle druge godine rada 22 vozila na TNG (ušteda 14.549 €), da se ugradi 28 novih TNG uređaja u vozila na BMB;

- posle treće godine se štedi 33.061 €, i moguće je kupiti bar jedno novo električno vozilo ili dva nova vozila sa ugrađenim TNG uređajem;
- posle četvrte godine nabaviti još dva nova električna vozila. Kako se smanjuje njihova cena tako će se moći nabaviti više vozila.

Na Slici 8 je prikazan broj vozila, a na Slici 9 pregled smanjenja potrošnje goriva na osnovu kojih ušteda se nabavljaju TNG uređaji i električna vozila a sve u narednih pet godina.



Slika 8 – Pregled broja vozila



Slika 9 – Pregled smanjenja vrednosti kupljenog goriva

4. ZAKLJUČAK

Analiza ovog rada pokazuje gde se mogu napraviti uštede u troškovima transporta u cilju donošenja pravih odluka u pravcu razvoja voznog parka i samog preduzeća.

Nabavka električnih vozila, pored dobrih performansi ima i nove okolnosti i ciljeve u pogledu smanjene emisije štetnih gasova, ali ima i povećanje opterećenja distributivnog sistema, što dovodi do ozbiljne pretnje za normalno funkcionisanje distributivnog sistema (povećanje vršne snage sistema), kao i ograničenog kapaciteta mreže.

Kvalitet električne energije zavisi od održavanja i otklanjanja kvarova na distributivnoj mreži. Veliku ulogu u tome ima ispravan i efikasan vozni park.

Ova analiza može da bude osnov za dalji razvoj voznog parka u EDS-u. Jedna od glavnih ušteda je putem pogonskih goriva, kao i odabir adekvatnog tipa monterskog vozila sa svom dodatnom i pratećom opremom u zavisnosti od tipa terena (brdski, planinski, ravničarski teren). Na taj način bi se izvršila homogenizacija voznog parka i smanjili troškovi održavanja. Nabavka vozila predstavljala bi dobar korak ka kvalitetnom voznom parku.

Pored svega što je pomenuto, značajan cilj EDS-a, kao preduzeća sa sopstvenim voznim parkom, jeste smanjenje štetnog uticaja na okolinu.

Predlaže se delimična-postepena zamena vozila voznog parka sa pogonom na EURODIZEL i BMB sa vozilima na TNG i električnim vozilima u cilju smanjenja troškova transporta pri obavljanju osnovnih monterskih poslova što bi dovelo da smanjenja zagadjenja životne sredine i smanjenje efekta staklene bašte.

Predlog je da to bude prvo za potrebe kurirske službe u većim gradovima.

LITERATURA

[1] Ninković T., 2021, “Kordinacija punjenja električnih vozila u savremenim distributivnim sistemima”, “magistarski rad Elektrotehnički fakultet Podgorica”, str.44

[2] Larminie J., Lowry J, 2003. „Electric Vehicle Technology Explained“. Jonh Wiley & Sons

[3] Miloš Vorkapić, Vladimir Katić, 2019, Izbor električnih motora za pogon električnih vozila, Zbornik radova Fakulteta tehničkih nauka Novi Sad, DOI: https://doi.org/10.2487/06BE17Vorkapic

[4] https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021/trends-and-developments-in-electric-vehicle-markets

[5] Niestadt M., Bjornavold A. (2019). „Electric road vehicles in the European Union: Trends, impacts and policy“. European Parliamentary Research Service.

[6] https://benchmark.rs/vesti/nauka-i-tehnologija/toyota-baterija-za-elektricne-automobile-obezbeduje-1-200-km-i-puni-se-za-10-min/

[7] https://novaekonomija.rs/vesti-iz-zemlje/kineska-firma-pocela-proizvodnju-automobila-sa-natrijum-jonskim-baterijama

[8] https://www.b92.net/automobili/vesti.php?yyyy=2023&mm=11&nav_id=2438460

[9] JP EPS, 2016, "Odluka o korišćenju vozila za službene potrebe", 47063/1-16.

[10] B. Pavlović, D. Andrić, A. Malivuk, H. Ferenc, 1999, "ODREĐIVANJE PARAMETARA ZA KONSTRUKCIJE SPECIJALNOG VOZILA DEŽURNIH SLUŽBI ELEKTRODISTRIBUCIJE", Prvo savetovanje o zaštiti od požara i životne sredine u EPS, Vrnjačka Banja, Srbija
[11] https://phev.ucadavis.edu/about/faq-phev

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R4-05

ANALIZA UTICAJA PRIKLJUČENJA SOLARNE ELEKTRANE U DISTRIBUTIVNOM SISTEMU NA NAPONSKE PRILIKE NA PRIMERU IZ PRAKSE

IMPACT OF SOLAR PHOTOVOLTAIC POWER PLANT CONNECTED TO THE DISTRIBUTION NETWORK ON VOLTAGE PROFILE: A CASE STUDY

Miljana TODOROVIĆ, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, PowerGrid Engineering doo Beograd, Srbija
Pavle KRIČKA, PowerGrid Engineering doo Beograd, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

S obzirom na povećane zahteve za električnom energijom i težnjom za održivim i čistim rešenjima, proizvodni kapaciteti iz obnovljivih izvora energije su u stalnom porastu. U slučaju solarnih elektrana, fluktuacije u osunčanosti dovode do fluktuacija u proizvodnji električne energije, a samim tim i do problema kao što su održavanje frekvencije u sistemu i neželjene fluktuacije u profilu napona. Jedan od negativnih aspekata priključenja solarnih elektrana većih snaga jeste da se usled većih fluktuacija u naponu povećava i broj odrada regulacione sklopke transformatora koja ima za cilj da održi napone u zadatim granicama, a čime se smanjuje životni vek iste. U radu je analizirana solarna elektrana snage 10 MW povezana na 35 kV distributivnu mrežu. Analiza je urađena na bazi dostupnih jednominutnih merenja napona, aktivnih i reaktivnih snaga na sva tri naponska nivoa u priključnoj TS 110/35/10 kV u toku dvonedeljnog perioda. Dodatno je razvijena metodologija određivanja uticaja solarne elektrane na nivoe i profil napona bazirana na algoritmu za proračun tokova snaga korišćenjem MATLAB softverskog paketa. U okviru programa je implementirana logika rada automatskog regulatora napona, tako da se za zadate parametre rada – željeni napon i dopuštenu toleranciju, određuju položaji regulacione sklopke u vremenu. Metoda je verifikovana postojećim merenjima i može se dalje koristiti u analizama, ali i tokom planiranja. U konkretnom primeru, pokazano je da solarna elektrana nema značajan negativan uticaj na profil napona i broj odrada regulacione sklopke.

Ključne riječi: Solarna elektrana, profil napona, regulaciona sklopka, proračun tokova snaga

ABSTRACT

Considering the continuously increasing electrical power demand and the trend towards sustainable and clean energy resources, production capacities from renewable energy are constantly growing. In the case of solar photovoltaic (PV) power plants, their intermittent generation can lead to challenges such as maintaining system frequency and undesirable voltage fluctuations. Due to increased voltage fluctuations, the number of operations of the transformer's On-Load Tap Changer (OLTC) also increases, consequently reducing OLTC's lifetime. The study analyzes a 10 MW solar photovoltaic power plant connected to a 35 kV distribution network. The analysis is based on available one-minute measurements of voltage, active, and reactive power at all three voltage levels in the 110/35/10 kV substation during a two-weeks period. Additionally, a methodology was developed to determine the impact of the solar PV power plant on voltage levels and profiles, based on an algorithm for power flow calculations using the MATLAB platform. Within the program, the logic of operation of an automatic voltage regulator has been implemented, so that for given operating parameters – desired voltage and bandwidth, the positions of the regulating switch are determined over the time. The method was verified with the existing measurements and can be further used in analyses and planning studies. In the analyzed case study, it is shown that the solar PV plant does not have a significant negative impact on the voltage profile and the number of OLTC operations.

Key words: Solar Photovoltaic Power Plant, voltage profile, OLTC, load flow

miljana.todorovic@powergrid-e.com
pavle.kricka@powergrid-e.com

1. UVOD

Udeo obnovljivih izvora energije u ukupnom proizvodnom miksu je u stalnom porastu iz više razloga. Neki od osnovnih razloga su povećanje potrošnje električne energije globalno gledano, uvođenje politika smanjenja emisije gasova sa efektom staklene bašte, kao i smanjenje troškova integracije obnovljivih izvora što ih sada čini konkurentnim u poređenju sa konvencionalnim izvorima. Solarne elektrane (skraćeno SE) imaju značajnu poziciju u proizvodnji iz obnovljivih izvora energije i s obzirom na stalni porast udela SE u ukupnoj proizvodnji, povećava se i njihov uticaj na rad i planiranje distributivnih mreža.

Dva osnovna uticaja priključenja solarnih elektrana na elektrodistributivnu mrežu se odražavaju na kvalitet električne energije i na profil napona. Uticaji na ukupno harmonijsko izobličenje struje (THD_I), ukupno harmonijsko izobličenje napona (THD_V), kao i na profile napona i gubitke na dovodnom vodu su analizirani u Anzalchi (1). Uticaj priključenja SE na fluktuacije napona za posledicu ima i uticaj na povećanje broja odrada regulacione sklopke energetskog transformatora (ET). Faktori koji utiču na broj odrada regulacione sklopke kao što su vremenski uslovi (prvenstveno se misli na promene u osunčanosti), podešenje vremena odlaganja korektivnog delovanja regulatora (*engl.* Delay Time), varijacija udela solarnih elektrana, kao i varijacija lokacije instalacije SE su obrađeni u Lau (2). Pored nabrojanih faktora, na broj odrada regulacione sklopke utiče i izabrani način rada invertera SE. U (1) je pokazano da u poređenju sa Volt/Var i Volt/Watt opcijom rada invertera, najmanji broj odrada je zabeležen pri održavanju konstantnog faktora snage.

U radu je analizirana SE priključena preko 35 kV sopstvenog-razvodnog postrojenja (PRP) na 35 kV izvod iz TS 110/35/10 kV. Analiziran je profil napona na 35 kV naponskom nivou u priključnoj TS 110/35/10 kV, kao i uticaj podešenja dopuštene tolerancije napona (*engl.* bandwidth ili skraćeno BW) u okviru automatskog regulatora napona (skraćeno ARN) na broj odrada regulacione sklopke. Za te potrebe je razvijen program koji za zadati model analiziranog dela sistema vrši proračun tokova snaga i primenjuje implementiranu logiku rada automatskog regulatora napona. Model je verifikovan na osnovu realnih merenja, a zatim su određivane pozicije regulacione sklopke za tri različita podešenja tolerancije napona. Ulazni podaci za proračun su jednominutne merene aktivne i reaktivne snage potrošnje, kao i naponske prilike u visokonaponskoj mreži, na nivou TS 110/35/10 kV u periodu od dve nedelje.

2. OPIS ANALIZIRANOG SISTEMA

Analizirana solarna elektrana je povezana preko 35 kV sopstvenog-razvodnog postrojenja na 35 kV izvod iz TS 110/35/10 kV preko kabla dužine oko 8 km. U okviru sopstvenog-razvodnog postrojenja postoji 5 izvoda, a na svakom se nalaze po dva 35/0,4 kV energetska transformatora snaga 1 MVA (T1-T8), 1,25 MVA (T9) i 0,8 MVA (T10), na koje su povezani invertori. Instalisana snaga solarne elektrane je 9,9 MW. U pogledu regulacije napona konzuma analizirane TS 110/35/10 kV, postoje dva moguća regulaciona delovanja: ARN u TS 110/35/10 kV i invertori u SE.

2.1 ARN u TS 110/35/10 kV

Regulaciona sklopka se, kao i obično, nalazi na primarnoj strani energetskog transformatora i ima opseg regulacije ±11x1,5%, što znači da svaki korak sklopke dovodi do promene napona na 35(10) kV strani od 1,5%. Životni vek regulacione sklopke se najčešće definiše brojem odrada tokom kojih je osiguran pouzdan rad regulacione sklopke uz redovno održavanje (obično nakon svake 1/5 procenjenog životnog veka). Time je broj odrada regulacione sklopke u direktnoj vezi sa životnim vekom regulacione sklopke. Životni vek za konvencionalne nevakumske regulacione sklopke je oko 500 000 operacija.

ARN je u modernoj mikroprocesorskoj izvedbi. Osnovna podešenja ARN-a, bitna za analizu, su sledeća:

- Željeni napon regulacije (*engl.* Desired Voltage Level 1) sa mogućnošću podešavanja 49…140 V"
- Dopuštena tolerancija napona u kojoj nema korektivnog delovanja (*engl.* Bandwidth) od 0,5 do 9%
- Vreme odlaganja korektivnog delovanja regulatora (*engl.* Delay Time 1) sa mogućnošću odabira linearne ili vremenske karakteristike

2.2 Invertori u SE

Solarni paneli u analiziranoj SE predaju aktivnu snagu u mrežu preko invertora. Svi invertori su povezani na zajednički kontroler koji ima mogućnost delimične regulacije i aktivne i reaktivne snage elektrane. Regulacija aktivne snage podrazumeva ograničenje maksimalne proizvodnje i ograničenje brzine porasta proizvodnje. Regulacija reaktivne snage podrazumeva kontrolu reaktivne snage, kontrolu faktora snage i kontrolu napona. Kontroler u analiziranoj SE je podešen tako da održava faktor snage konstantnim, na vrednosti $\cos\varphi=1$, na nivou invertora, a aktivirana su i ograničenja po pitanju brzine porasta proizvodnje.

3. DOSTUPNA MERENJA

Analize su rađene na bazi dostupnih merenja na nivou TS 110/35/10 kV: za ET 110±11x1,5%/36,75/10,5 kV preko koga je povezana elektrana i na 35 kV odvodu ka elektrani. Na nivou ET su bila dostupna merenja u toku dva perioda u dužini trajanja od 14 dana – u maju i u novembru 2023. godine. Značajna razlika između ova dva perioda, a koja je od uticaja na kasniju analizu broja odrada regulacione sklopke, je podešenje dopuštene tolerancije napona na 35 kV strani u okviru uređaja za automatsku regulaciju napona. Podešenje dopuštene tolerancije napona u maju je bilo 1%, dok je isto u novembru bilo podešeno na 1,25%. Shodno tome, i broj odrada regulacione sklopke u maju je bio veći nego u novembru. Na 35 kV odvodu ka SRP solarne elektrane su bila dostupna merenja samo u toku drugog perioda (u novembru).

Merenja u periodu od 6-19.5.2023. godine, za ET sa 15-minutnom rezolucijom, su:

- struja I_B, linijski napon U_{BC}, aktivna P i reaktivna Q snaga na 110 kV naponskom nivou;
- struja I_B, aktivna P i reaktivna Q snaga na 35 kV naponskom nivou;
- struja I_B, aktivna P i reaktivna Q snaga na 10 kV naponskom nivou;
- promena položaja regulacione sklopke.

U periodu od 6-19.11.2023. godine merenja su bila dostupna za ET i na 35 kV odvodu ka elektrani. Na nivou ET-a su dostupna 1-minutna merenja sledećih veličina:

- aktivna snaga P, reaktivna snaga Q, linijski naponi U_{LL} i fazni naponi U_{LG} na 110 kV naponskom nivou;
- aktivna snaga P, reaktivna snaga Q, linijski naponi U_{LL} i fazni naponi U_{LG} na 35 kV naponskom nivou;
- aktivna snaga P, reaktivna snaga Q, linijski naponi U_{LL} i fazni naponi U_{LG} na 10 kV naponskom nivou;
- promena položaja regulacione sklopke.

U istom periodu su dostupna i 10-minutna merenja u odvodnoj 35 kV ćeliji za SRP SE sledećih veličina:

- prividna S, aktivna P i reaktivna snaga Q;
- linijski U_{LL} i fazni U_{LG} naponi.

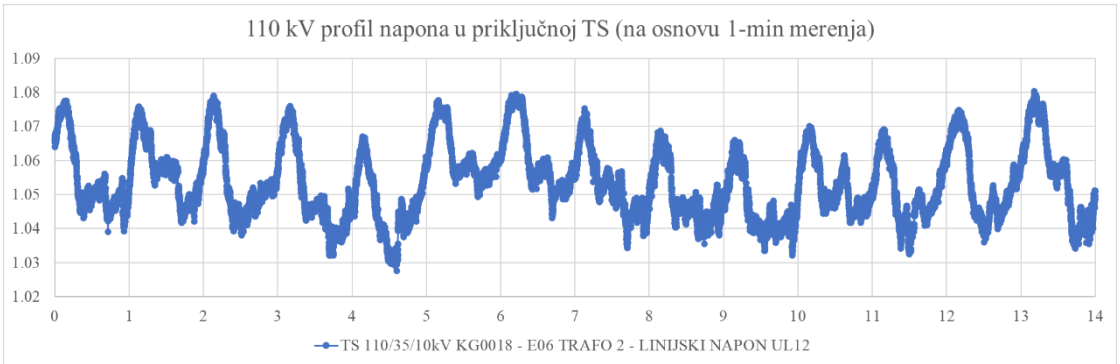
S obzirom na veću rezoluciju i nepotpun set merenja (ne postoje merenja napona na srednjem naponu) u periodu od 6-19.5.2023. godine, ista nisu korišćena za verifikaciju rezultata razvijenog programa. Poređenjem profila potrošnje u okviru tog perioda i potrošnje u okviru drugog analiziranog perioda, potvrđena su velika podudaranja, tako da se broj povećanih odrada regulacione sklopke može vezati dominantno za podešenje tolerancije opsega željenog napona koje je u majskom periodu manje (BW=1%) nego u odnosu na novembarski period (BW=1,25%). Na slici 1 su prikazane promene položaja regulacione sklopke za tipičan dan kada je zabeležen veći broj odrada. Minimalan dnevni broj odrada tokom analiziranog perioda je bio četiri. Vrednosti beležene za položaje regulacione sklopke su usrednjene (što se može zaključiti na osnovu toga da su vrednosti često necelobrojne) na vremenskom intervalu od 12 min. Važno je napomenuti da je moguće da neke odrade regulacione sklopke nisu detektovane, zbog same rezolucije merenja (što je veća rezolucija merenja veće su i šanse da je postojao veći broj odrada), te se stoga generalno gledano u radu broj odrada regulacione sklopke može posmatrati kao minimalan broj odrada u razmatranom periodu. Za procenu uticaja broja manipulacija na životni vek regulacione sklopke je neophodno analizirati zapis o svim promenama položaja regulacione sklopke, a ne samo usrednjene vrednosti.

Slika 1 – Položaj regulacione sklopke na dan 10.5.2023.

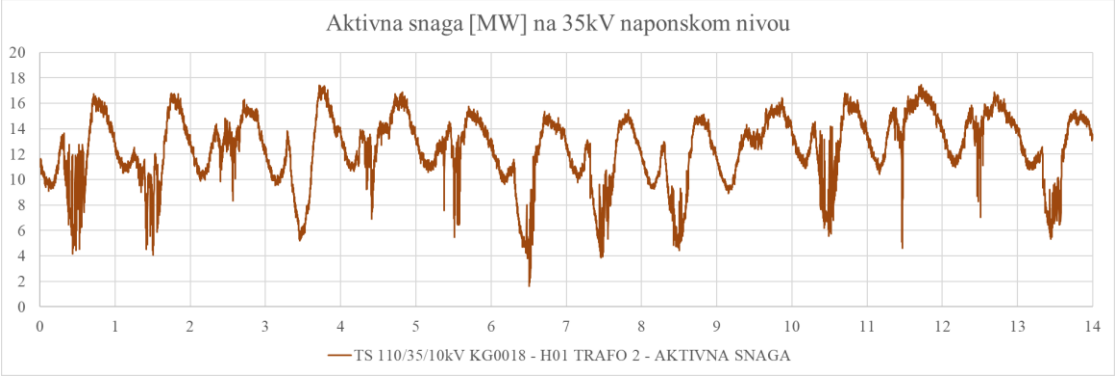
Merenja dostupna u periodu od 6-19.11.2023. godine na nivou ET-a sa 1-minutnom rezolucijom su korišćena i za verifikaciju modela i kasnije za proračun položaja regulacione sklopke u zavisnosti od podešenja dopuštene tolerancije napona. Ulazne matrice za proračune su bile formirane na osnovu merenja napona na 110 kV naponskom nivou, kao i potrošnje aktivne i reaktivne snage na 35 kV i 10 kV naponskom nivou.

Na slikama od 2 do 6 su dati profil napona na 110 kV naponskom nivou, kao i profili aktivne i reaktivne snage na 35 kV i 10 kV naponskim nivoima energetskog transformatora. Na slici 7 je dat položaj regulacione sklopke u analiziranom periodu, gde se vidi da su beleženi samo parni položaji. Sve promene položaja regulacione sklopke na analiziranom 14-dnevnom vremenskom intervalu su izračunate korišćenjem razvijenog programa i mogu se videti na slici 14 (za podešeni BW=1,25%). Na slici 8 je prikazan profil napona na 35 kV strani, normalizovan

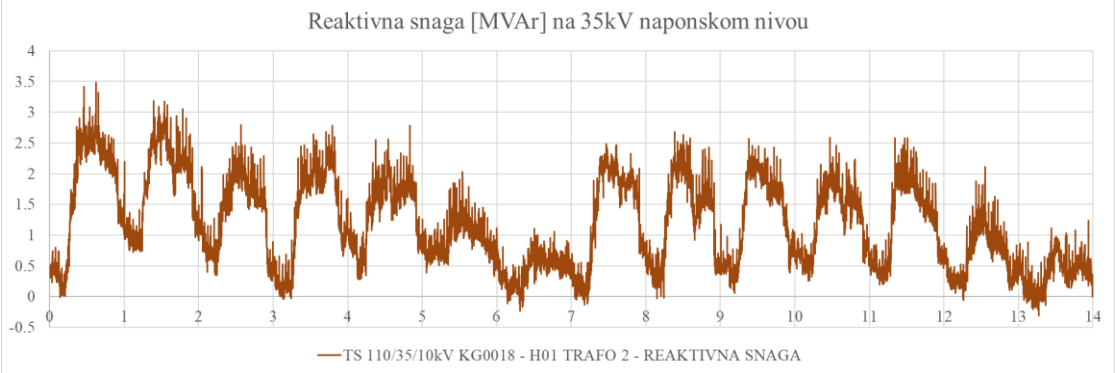
prema željenoj vrednosti napona od 35,85 kV. Prikazani su i opsezi dopuštenih tolerancija napona od 1,25% (novembarsko podešenje) i 1% (podešenje iz maja). Na osnovu prikazanih merenja se može videti da su neke odrade regulacione sklopke sa promenom dozvoljenog opsega sa 1% na 1,25% izbegnute, što će potvrditi i rezultati programa.



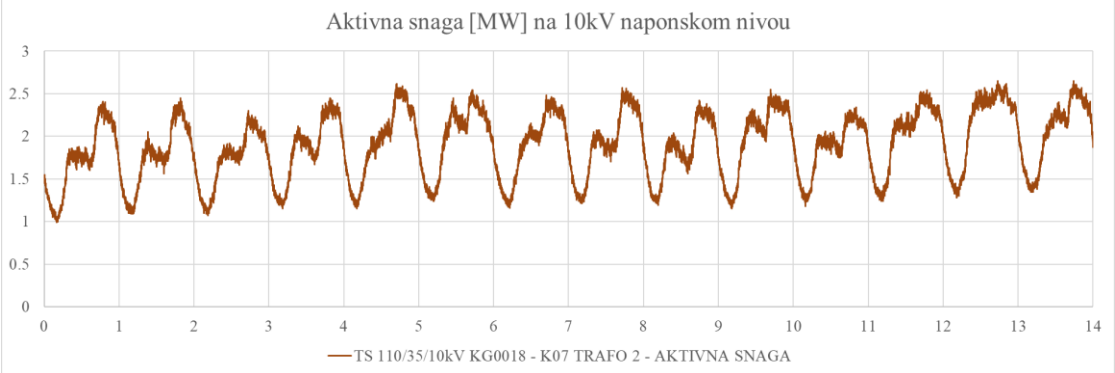
Slika 2 – Profil napona na 110 kV naponskom nivou za Ub = 110 kV (6-19.11.2023)



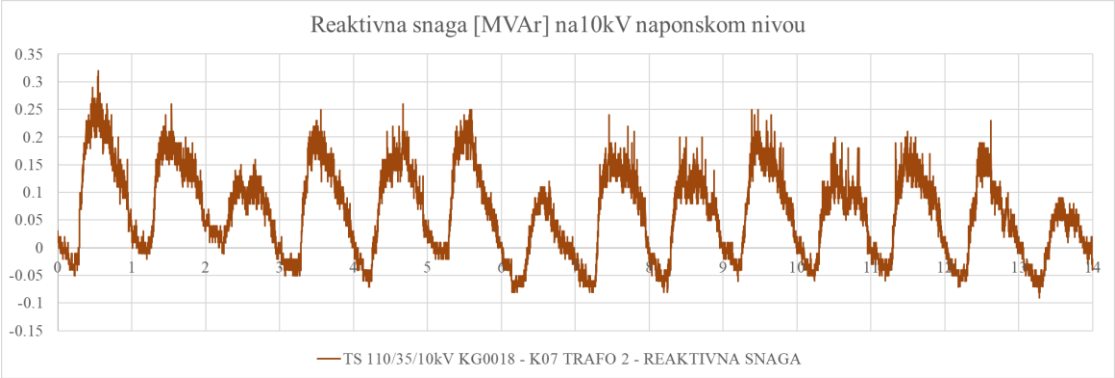
Slika 3 – Profil aktivne snage ET-a na 35 kV naponskom nivou (6-19.11.2023)



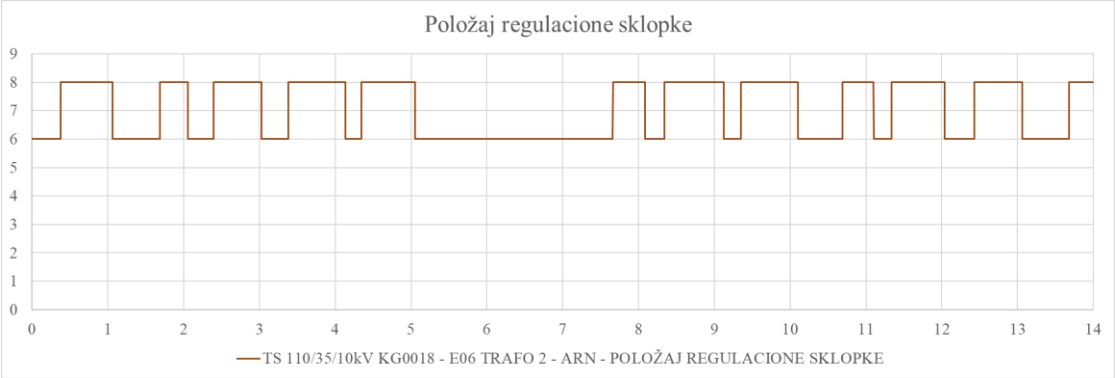
Slika 4 – Profil reaktivne snage ET-a na 35 kV naponskom nivou (6-19.11.2023)



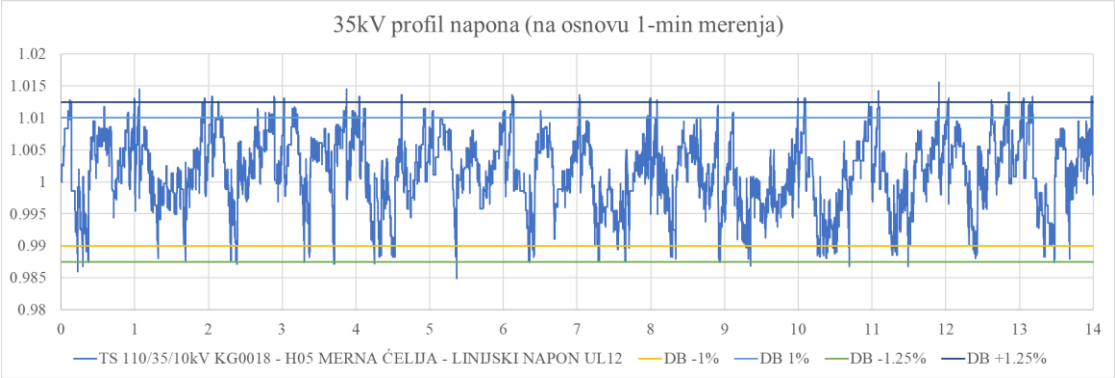
Slika 5 – Profil aktivne snage ET-a na 10 kV naponskom nivou (6-19.11.2023)



Slika 6 – Profil reaktivne snage ET-a na 10 kV naponskom nivou (6-19.11.2023)

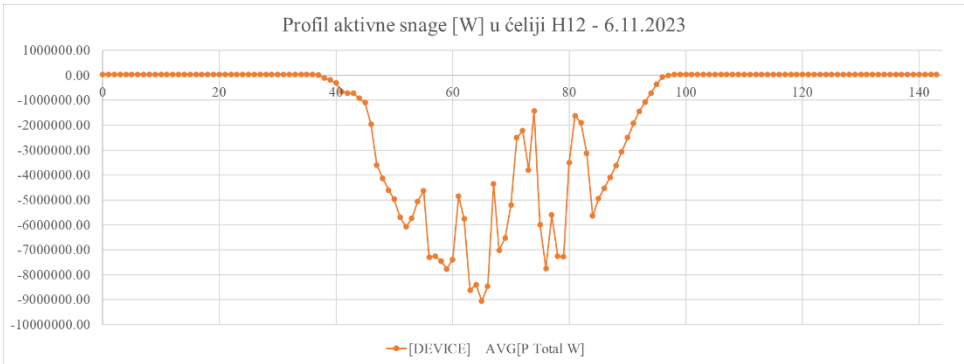


Slika 7 – Položaj regulacione sklopke (6-19.11.2023)

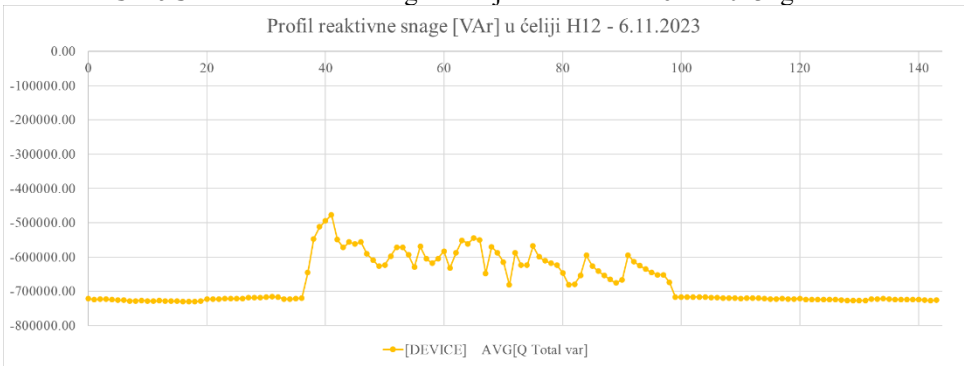


Slika 8 – Profil napona na 35 kV naponskom nivou za Ub = 35,85 kV (6-19.11.2023)

Na slikama 9 i 10 su dati profili aktivne i reaktivne snage u odvodnoj 35 kV ćeliji ka SE (=H12) za dan 6.11.2023. godine, na bazi usrednjenih desetominutnih merenja. Prvo merenje se odnosi na trenutak „11/5/2023 11:10:00 PM“, dok se poslednje 144. merenje odnosi na „11/6/2023 11:00:00 PM“. Ova merenja nisu korišćena u određivanju profila napona, ali iz njih se može videti da varijacije napona na 35 kV naponskom nivou nisu u direktnoj i značajnoj korelaciji sa varijacijama aktivne snage SE, kao i da varijacije reaktivne snage SE, koje bi imale značajniji težinski faktor na naponske prilike u mreži od varijacija aktivne snage, nisu značajne dok ima proizvodnje. Kako se na nivou invertora SE održava cosφ=1 to znači da varijacije reaktivne snage zavise isključivo od varijacija gubitaka reaktivne snage na 35 kV kablovima ka SE koji su u direktnoj korelaciji sa varijacijama aktivne snage elektrane. Ove varijacije reaktivne snage su od 750 kVAr kada nema proizvodnje, do 450 kVAr pri maksimalnoj proizvodnji SE (misli se na prijem reaktivne snage u TS 110/35/10 kV).



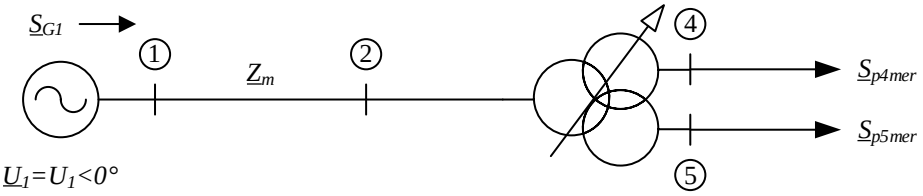
Slika 9 – Profil aktivne snage u ćeliji =H12 na dan 6.11.2023. godine



Slika 10 – Profil reaktivne snage u ćeliji =H12 na dan 6.11.2023. godine

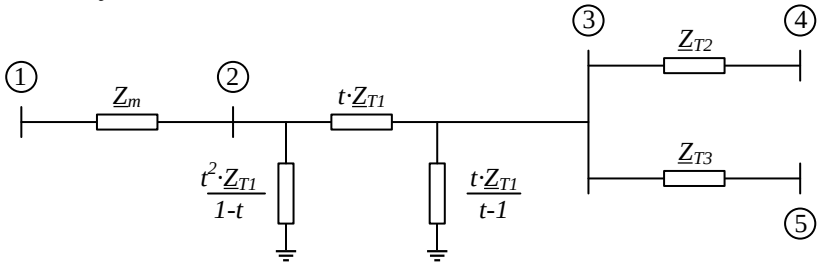
4. OPIS I VERIFIKACIJA MODELA

Deo elektroenergetskog sistema koji je korišćen za analizu profila napona na 35 kV naponskom nivou TS 110/35/10 kV je prikazan na slici 11. Mreža 110 kV je mreža beskonačne snage, te su sabirnice 1 tzv. balansno-referentne sabirnice. Profili potrošnje u TS 110/35/10 kV su mereni na sva tri naponska nivoa u periodu od dve nedelje. Merenja su snimana sa 1-minutnom rezolucijom i takvi profili su učitani u program za analizu profila napona i simulaciju rada automatskog regulatora napona (prikazani na slikama od 3 do 6). Iz tih merenja su formirane ulazne matrice aktivnih i reaktivnih snaga potrošnje na 35 kV i 10 kV naponskom nivou. Dimenzije matrica snaga za dnevne proračune su 1x1440 (1440 1-minutnih merenja u toku dana), odnosno za period od dve nedelje 1x20160.



Slika 11 – Jednopolna šema elektroenergetskog sistema

Ekvivalentna šema sistema je data na slici 12.



Slika 12 – Ekvivalentna šema analiziranog sistema

Matrica admitansi čvorova za sistem sa slike se formira na sledeći način:

- Elementi glavne dijagonale matrice admitansi čvorova predstavljaju zbir svih admitansi čvorova koje se stiču u tom čvoru uključujući i admitansu između čvora i nultog čvora.
- Elementi matrice admitansi čvorova van glavne dijagonale jednake su fizičkim admitansama poveznih grana sa kontra znakom.

Ako se zanemare otpornosti u šemi, matrica admitansi čvorova za sistem sa slike je sledeća:

$$Y_{čv} = \begin{bmatrix} b_m & -b_m & 0 & 0 & 0 \\ -b_m & b_m + \frac{1}{t}\cdot b_{T1} + \frac{1-t}{t^2}\cdot b_{T1} & -\frac{1}{t}\cdot b_{T1} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{t}\cdot b_{T1} & b_m + b_{T2} + b_{T3} + \frac{t-1}{t\cdot b_{T1}}\cdot b_{T1} & -b_{T2} & -b_{T3} \\ 0 & 0 & -b_{T2} & b_{T2} & 0 \\ 0 & 0 & -b_{T3} & 0 & b_{T3} \end{bmatrix}$$

Gde su:

b_{T1} = -1⁄x_{T1}, ako je x_{T1} – reaktansa primara tronamotajnog transformatora u r.j.
b_{T2} = -1⁄x_{T2}, ako je x_{T2} – reaktansa sekundara tronamotajnog transformatora svedena na primar u r.j.
b_{T3} = -1⁄x_{T3}, ako je x_{T3} – reaktansa tercijara tronamotajnog transformatora svedena na primar u r.j.
b_m = -1⁄x_m, ako je x_m – reaktansa mreže u r.j.
t – skalarni prenosni odnos regulacionog transformatora

Klasifikacija čvorova je sledeća:

Čvor 1:	$\underline{S}_1 = (P_1 + jQ_1)\ r.j.$	$\underline{U}_1 = U_1 \measuredangle 0°$	Balansno-referentni čvor
Čvor 2:	$\underline{S}_2 = (0 + j0)\ r.j.$	$\underline{U}_2 = U_2 \measuredangle \theta_2$	PQ čvor
Čvor 3:	$\underline{S}_3 = (0 + j0)\ r.j.$	$\underline{U}_3 = U_3 \measuredangle \theta_3$	PQ čvor
Čvor 4:	$\underline{S}_4 = (P_{4mer} + jQ_{4mer})\ r.j.$	$\underline{U}_4 = U_4 \measuredangle \theta_4$	PQ čvor
Čvor 5:	$\underline{S}_5 = (P_{5mer} + jQ_{5mer})\ r.j.$	$\underline{U}_5 = U_5 \measuredangle \theta_5$	PQ čvor

Sistem jednačina injektiranja aktivnih i reaktivnih snaga u hibridnoj formi se zadaje na sledeći način:

$$P_i = G_{ii}U_i^2 + \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{N} U_i U_j \left[G_{ij} cos\left(\theta_i - \theta_j\right) + B_{ij} sin\left(\theta_i - \theta_j\right)\right]; i = 2,3,4,5$$

$$Q_i = -B_{ii}U_i^2 + \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{N} U_i U_j \left[G_{ij} sin\left(\theta_i - \theta_j\right) - B_{ij} cos\left(\theta_i - \theta_j\right)\right]; i = 2,3,4,5$$

Nakon što se zanemare konduktanse u jednačinama, sistem je rešavan Newton-Raphson-ovom metodom opisanom u Rajaković (3).

Poznato je da naponske prilike dominantno zavise od tokova reaktivnih snaga. U konkretnom slučaju, s obzirom da je potrošnja reaktivne energije veća na 35 kV nego na 10 kV naponskom nivou, može se videti zavisnost napona na 110 kV naponskom nivou (slika 2) od potrošnje reaktivne energije na 35 kV strani (slika 4). U trenucima kada su potrošnje reaktivne energije minimalne, naponski nivoi su maksimalni i obrnuto – pri maksimalnim potrošnjama reaktivne energije beleže se minimalne vrednosti napona. Međutim, pored uticaja koji dominantno ima pomenuta potrošnja, analizom napona na 110 kV strani se vide i njegove skokovite promene u nekim trenucima (pretpostavka je da su one posledice rada automatskog regulatora napona na visokonaponskom nivou). Stoga su, kako bi se imali što tačniji profili napona na 35 kV strani, profili napona na 110 kV strani učitavani u model kao ulazni podaci ($\underline{U}_1 = U_{mer} \measuredangle 0°$). U tom slučaju je modifikovana impedansa mreže u modelu tako da je $\underline{Z}_m \approx 0$.

Za svako učitano merenje, na osnovu proračuna tokova snaga se izračunava napon na 35 kV naponskom nivou i proverava da li je unutar dopuštene tolerancije napona. Ukoliko je napon veći od dopuštenog, položaj regulacione sklopke se smanjuje za jedan, i za sledeće učitano merenje se koriguje skalarni prenosni odnos regulacionog transformatora *t*. Ukoliko je napon manji od dopuštenog, položaj regulacione sklopke se uvećava za jedan, i takođe se koriguje skalarni prenosni odnos transformacije za sledeće učitano merenje. Ulazni podaci u proračun su početni položaj regulacione sklopke, željeni napon na 35 kV strani i dopuštena tolerancija napona. Skalarni prenosni odnos regulacionog transformatora sa 23 položaja regulacione sklopke (±11 i nulti položaj) i diskretnog stepena regulacije od 1,5% se izračunava na sledeći način:

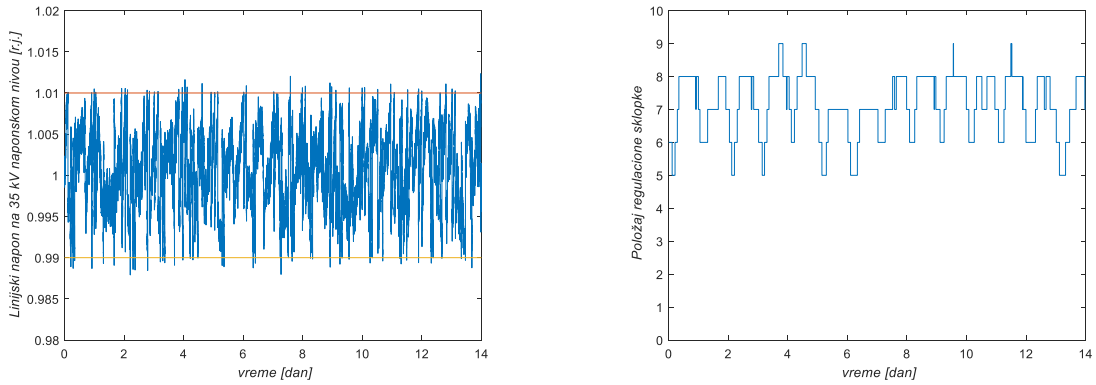
$$t = 1 + (12 - AVRpos) \cdot 0.015,$$

gde je *AVRpos* pozicija regulacione sklopke. Pozicija regulacione sklopke 1 odgovara najvećem prenosnom odnosu transformacije, dok pozicija regulacione sklopke 23 odgovara najmanjem prenosnom odnosu transformacije. Verifikacija samog modela je urađena tako što su učitani ulazni podaci u periodu kada su bila dostupna potpuna merenja (uključujući i profil napona na 35 kV naponskom nivou), i za postojeće podešenje dopuštene tolerancije napona određen je profil napona na 35 kV strani i takav je upoređen sa merenim. Poređenjem slika 8 i 14 (prikazana u okviru poglavlja Rezultati), može se potvrditi ispravnost modela.

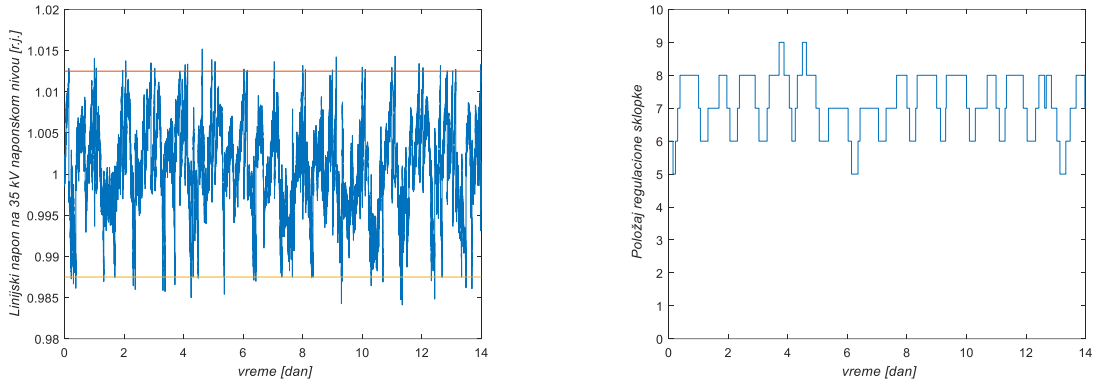
5. REZULTATI

U ovom poglavlju će biti prikazani rezultati programa, gde su za tri unapred definisana podešenja dopuštene tolerancije napona na 35 kV strani (BW=1%, BW=1,25% i BW=1,5%) i podešene željene vrednosti napona od

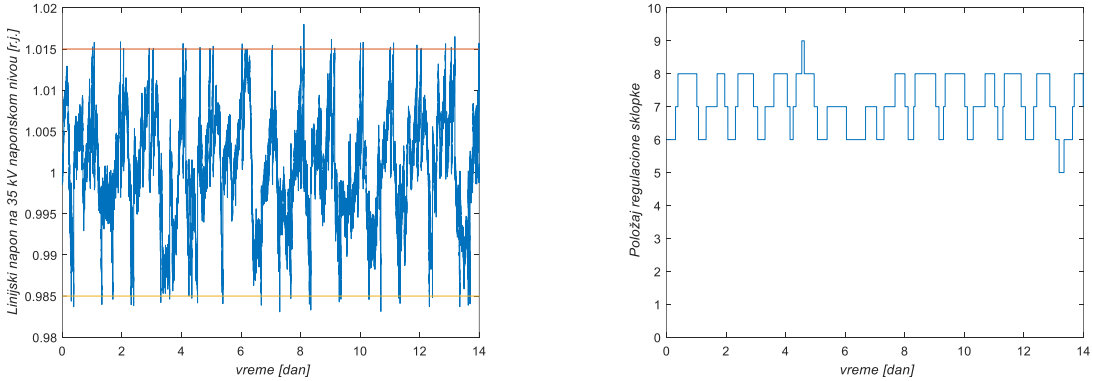
35,85 kV, određeni profili napona na 35 kV i položaji regulacione sklopke na vremenskom intervalu od dve nedelje. Na osnovu ovih rezultata (slike 13 do 15) se može videti da bi se u pomenutom periodu pri dopuštenoj toleranciji napona od 1% imale 84 odrade regulacione sklopke, što u proseku predstavlja oko 6 odrada/dan. Dalje, ukoliko bi se povećalo podešenje dopuštene tolerancije sa 1% na 1,25%, imale bi se 62 odrade regulacione sklopke, što u proseku predstavlja oko 4,43 odrada/dan, odnosno smanjenje broja odrada oko 25%. Sa daljim povećanjem dopuštene tolerancije sa 1,25% na 1,5% zabeležio bi se oko 12,5% manji broj odrada, odnosno bile bi 54 odrade regulacione sklopke, što u proseku predstavlja oko 3,86 odrada/dan.



Slika 13 – Profil napona na 35 kV naponskom nivou i odgovarajući položaji regulacione sklopke za BW=1%



Slika 14 – Profil napona na 35 kV naponskom nivou i odgovarajući položaji regulacione sklopke za BW=1,25%



Slika 15 – Profil napona na 35 kV naponskom nivou i odgovarajući položaji regulacione sklopke za BW=1,5%

6. ZAKLJUČAK

U radu je analiziran uticaj priključenja solarne elektrane u distributivnom sistemu na naponske prilike i na broj odrada regulacione sklopke. U opisanom slučaju povezivanja SE snage 10 MW na 35 kV distributivnu mrežu, na osnovu dostupnih merenja se može uočiti da:

- Profil napona na 110 kV strani dominantno prati promenu potrošnje reaktivne energije na 35 kV strani (slike 2 i 4). Sa povećanjem reaktivne snage potrošnje naponi opadaju, dok su sa padom potrošnje naponi

u porastu. Pored ove zavisnosti postoje i promene u naponu koje su posledice regulacije u okviru visokonaponske mreže.

- U periodu kada se beleži proizvodnja električne energije SE (za novembarski period to je okvirno od 6 ujutru do 3 popodne, slika 9) i kada su prisutne promene u aktivnoj snazi proizvodnje (usled oblačnosti), naponi su u okvirima najmanjeg podešenja tolerancije od BW=1%, tj. u tom periodu se ne beleže odrade regulacione sklopke.
- Na osnovu profila proizvodnje reaktivne snage SE, prikazanog na slici 10, se uočava da je reaktivna snaga u periodima kada nema proizvodnje elektrane konstantna i iznosi oko 0,7 MVAr, i ona u stvari predstavlja reaktivnu energiju koju injektiraju kapaciteti kablova u mrežu. U periodu kada elektrana proizvodi električnu energiju, reaktivna snaga injektiranja od strane SE je okvirno između 0,5 MVAr i 0,7 MVAr. U istom periodu, ako se posmatra potrošnja reaktivne energije na 35 kV naponskom nivou, ona je prilično konstantna i iznosi oko 2,5 MVAr, te su naponi u tom periodu stabilni i nema potrebe za dodatnom regulacijom. Zaključuje se da varijacije u proizvodnji reaktivne energije SE nisu od značajnijeg uticaja na profile napona u ovom slučaju.

Na osnovu svega gore navedenog se zaključuje da priključena solarna elektrana nema značajan negativan uticaj na naponske prilike u 35 kV mreži konzuma TS 110/35/10 kV i da odrade regulacione sklopke nisu dominantno u zavisnosti od rada solarne elektrane. Broj odrada regulacione sklopke je u direktnoj vezi sa podešenjem dopuštene tolerancije napona u okviru AVR-a, što se moglo videti na osnovu rezultata merenja iz dva perioda sa različitim podešenjem (BW=1% u maju i BW=1,25% u novembru), a što je svakako i očekivano. Razvijeni program nudi kvantifikaciju tih promena i daje mogućnost da se proceni broj odrada za proizvoljno zadato podešenje dozvoljene tolerancije napona i kao takav predstavlja alat koji bi pomogao prilikom izbora optimalnog podešenja (tako da se dopuštaju što manje fluktuacije napona, a sa druge strane omogući što duži životni vek regulacione sklopke). Izbor adekvatnog podešenja, osim rezultata koje nudi softver, se mora osloniti i na inženjersku praksu.

LITERATURA

[1] A. Anzalchi, A. Sundararajan, A. Moghadasi and A. Sarwat, “Power quality and voltage profile analyses of high penetration grid-tied photovoltaics: A case study,” 2017 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Cincinnati, OH, USA, 2017, pp. 1-8, doi: 10.1109/IAS.2017.8101854.

[2] Cheiw Yun Lau, Chin Kim Gan, Zainal Salam, Mohamad Fani Sulaima, “Impact of Solar Photovoltaic System on Transformer Tap Changer in Low Voltage Distribution Networks”, Energy Procedia, Volume 103, 2016, Pages 58-63, ISSN 1876-6102

[3] Nikola Rajaković, 2008, “Analiza elektroenergetskih sistema 2”, Akademska misao

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R4-06

REZULTATI RADA SOLARNIH ELEKTRANA KUPAC-PROIZVOĐAČ NA PODRUČJU VOJVODINE

RESULTS OF OPERATION OF SOLAR POWER PLANTS BUYER-PRODUCER IN THE AREA OF VOJVODINA

Zoran SIMENDIĆ, CIRED Srbija, Srbija
Jožef ADAM, Srbija
Dalibor MRAOVIĆ, Aqua Flam Vent d.o.o., Srbija
Ivana SIMENDIĆ MRAOVIĆ, Agro Plus Energy d.o.o., Sombor

KRATAK SADRŽAJ

Direktiva Evropske Unije o obnovljivoj električnoj energiji daje pravo građanima koji proizvode sopstvenu obnovljivu električnu energiju da istu troše, skladište ili prodaju, kao i da sklapaju ugovore o kupovini električne energije.
U Srbiji su se od 2011. godine prvo gradile solarne elektrane koje su svoju proizvedenu električnu energiju prodavale Elektroprivredi Srbije. Do 2021. godine, kada su se u Srbiji donela zakonska rešenja o kupcu-proizvođaču neki industrijski objekti su gradili solarne elektrane da bi namirili samo svoju potrošnju. Sredinom 2022. godine počinje intezivnija izgradnja solarnih elektrana u statusu kupca-proizođača.
Rad analizira proizvodnju električne energije iz više solarnih elektrana u statusu kupca-proizvođača na teritoriji Vojvodine. Prvo je prikazan način rada solarne elektrane kupac-proizvođač sa zakonskim propisima koji su to omogućili. Procenjena je proizvodnja solarnih elektrana na krovu putem programa sa interneta. Analizirani su rezultati realne proizvodnje sa više solarnih elektrana kupac-proizvođač i upoređeni su sa procenjenim podacima sa interneta. Izračunate su uštede koje su napravljene vlasnicima i prezentovane krive sa kojih se lako procenjuju uštede i isplativost investicija u solarne elektrane. Dalje investiranje u solarne elektrane će najviše zavisiti od ekonomske isplativosti, odnosno od efikasnosti.

Ključne riječi: solarna elektrana, kupac-proizvođač

ABSTRACT

The European Union's Renewable Energy Directive entitles citizens who produce their own renewable energy to consume, store or sell their generated energy, including through power purchase agreements.
Solar power plants were first built in Serbia, which sold their production to Elektroprivreda Srbije. Until 2021, when legal decisions on the buyer-producer were adopted in Serbia, many industrial facilities built solar power plants to cover only their own consumption. In the middle of 2022, more intensive construction of solar power plants will begin in the status of buyer-producer.
The paper analyzes the production of electricity from several solar power plants in the status of buyer-producer in the territory of Vojvodina. First, the mode of operation of the buyer-producer solar power plant with the legal regulations that made it possible was presented. The production of solar power plants on the roof was estimated using a program from the Internet. The results of real production from several buyer-producer solar power plants were analyzed and compared with estimated data from the Internet. The savings made to the owners were calculated and the curves were presented, from which it is easy to estimate the savings and the profitability of investments in solar power plants. Further investment in solar power plants will mostly depend on economic profitability, that is, on efficiency.

Key words: solar power plant, buyer-producer

Zoran Simendić, zoransimendic94@gmail.com +381648372501
Jožef Adam, jozefadam53@gmail.com +381658372481
Dalibor Mraović, mrdalibor84@gmail.com +381691222009
Ivana Simendić Mraovic; simendic.ivana@gmail.com 0605087457

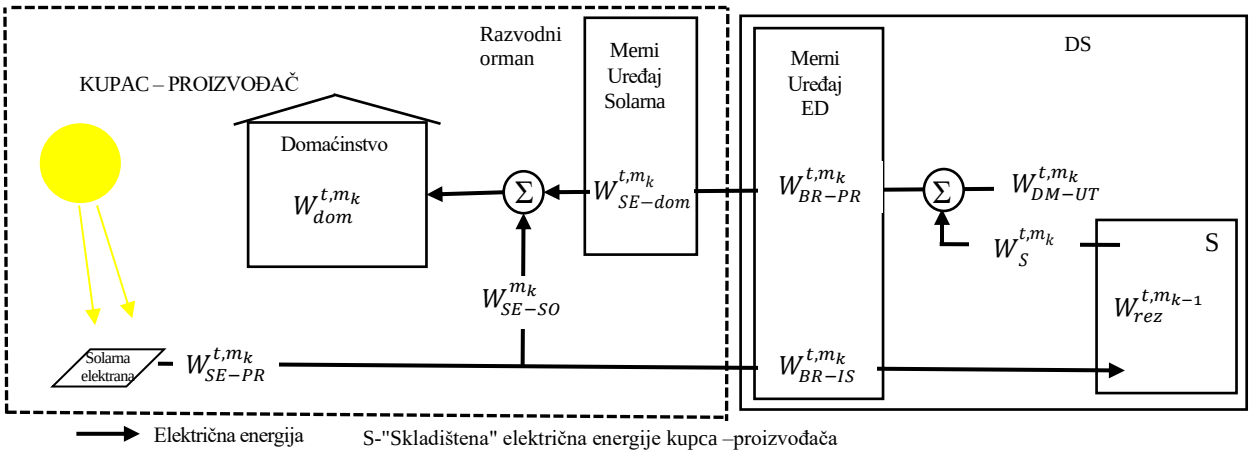
1. UVOD

Danas je prioritet potrebe dobijanja čiste električne energije u skladu sa principima održivog razvoja. To znači da se resursi koriste tako da zadovoljavaju potrebe sadašnjice i da se ne dovodi u pitanje sposobnosti budućih generacija da zadovolje sopstvene potrebe [1]. Održiva proizvodnja električne energije znači smanjenje globalnog zagrevanja prouzrokovanog emisijom ugljen dioksida. Iz tog razloga, moderna energetika je danas okrenuta procesu dekarbonizacije proizvodnje električne energije. U skladu sa ovim principom se razvija energetika u svim delovima sveta, pri čemu su u Evropi postignuti već značajni rezultati u pogledu dekarbonizacije proizvodnje električne energije kroz integraciju obnovljivih izvora, u čemu je presudnu ulogu odigrala podsticajna državna politika zemalja zapadne Evrope [2].
Izgradnja solarnih elektrana u domaćinstvu, industriji ili kao samostalnih elektrana svakoj državi pruža veliki doprinos dekarbonizaciji sektora proizvodnje električne energije i smanjenju uvozne zavisnosti od električne energije. Najveću pažnju javnosti izazivaju kupci-proizvođači, ili popularno nazvani „prozjumeri“. Na taj način, mali proizvođači električne energije kupci-proizvođači, koji električnu energiju proizvode pre svega radi sopstvenih potreba i smanjenja računa za električnu energiju, viškove energije iz sopstvenih kapaciteta moći će da predaju u distributivni sistem (DS). Fotonaponski sistemi u domaćinstvima time mogu da daju značajan doprinos energetskom miksu električne energije koju svaka država proizvodi [3]. Kupci-proizvođači, ili popularni „prozjumeri“ treba da doprinesu da se dekarbonizuje sektor proizvodnje električne energije i smanji uvozna zavisnost za električnu energiju. Smernice za kupce-proizvođače izdate od strane energetske zajednice Evropske Unije (EU) navodi da bi polovina svih građana EU mogla do 2050. godine da proizvodi sopstvenu električnu energiju. To znači obezbeđenje 19% potražnje za električnom energijom do 2030. godine, odnosno 45% potražnje EU za električnom energijom do 2050. godine [4]. Već danas u određenim oblastima Australije solarne elektrane su dostigle učešće od 40% u snabdevanju zgrada [5].
Potrošači električne energije koji se u domaćinstvima svakodnevno koriste su: rasveta, televizor, frižider, zamrzivač, bojler, računar, ruter za internet, mašina za veš, mašina za sudove, klima uređaj. Drugi potrošači koji se povremeno koriste na kućama su toplotna pumpa, električni kotao za grejanje i punjač za električni automobil. Do sada se električna energija koristila tokom noći kada je struja četiri puta jeftinija, pa se tako bojler i veš mašina kod mnogih domaćinstava uključivala noću. Takođe, potrošnja električne energije se povećava uveče, kada se u domaćinstvima priprema večera, koristi osvetljenje, televizor i eventualno računar. Uvođenjem solarnih elektrana kupac-proizvođač će doći do drugačije raspodele potrošnje električne energije tokom dana, tako da će kupci-proizvođači hteti da povećaju sopstvenu potrošnju solarne elektrane, to jest da se što više električne energije potroši direktno iz invertora (korišćenje tokom dana bojlera, mašine za veš, dopune baterije sistema za skladištenje energije, uključivanje toplotne pumpe kada postoji veliki višak raspoložive solarne električne energije i korišćenje energije za dopunu električnih automobile) [6].
Nakon uvoda, u drugom poglavlju je opisan rad solarne elektrane i objašnjen račun kupca-proizvođača sa formulama za izračunavanje potrošnje domaćinstva na osnovu očitavanja brojila i podataka sa solarne elektrane. Isto tako, prezentovana je procena proizvodnje solarnih elektrana pomoću aplikacije sa interneta. Treće poglavlje analizira rad sedam kupaca proizvođača za godinu dana. Na osnovu jednog kupca-proizvođača su date krive ušteda domaćinstva sa solarnom elektranom. Tako da ona domaćinstva koja žele da se odluče za investiciju mogu lako da odrede vreme povraćaja početne investicije u solarnu elektranu. Nakon zaključka, referentno je navedena literatura korišćena za realizaciju ovog rada.

2. SOLARNA ELEKTRANA

Zakon o energetici Srbije [7] je definisao mesto predaje električne energije i mesto preuzimanja električne energije kao mesto na kome se graniče vlasništvo instalacije objekta korisnika sistema i distributivnog sistema (DS) na koji je objekat priključen. Zakon je definisao je i način funkcionisanja tržišta električne energije. Krajnji kupac je pravno/fizičko lice ili preduzetnik koji kupuje električnu energiju za svoje potrebe. Proizvođač električne energije je fizičko ili pravno lice koje proizvodi električnu energiju za tržište. Kupac-proizvođač je krajnji kupac koji je na unutrašnje instalacije priključio sopstveni objekat za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije, pri čemu se proizvedena električna energija koristi za snabdevanje sopstvene potrošnje, a višak proizvedene električne energije predaje u prenosni sistem, DS ili zatvoreni DS. U računima EPS Snabdevanja se označava kao isporučena električna energija. Znači, mogući modaliteti priključenja solarnih elektrana s obzirom na kretanje električne energije kroz merna mesta su:
- proizvodnja električne energije za predaju u DS (proizvodjač);
- proizvodnja električne energije za sopstvene potrebe, uz vraćanje viška u DS (kupac-proizvođač), to jest paraleran rad sa DS električne energije gde se deo energije predaje u DS, a deo koristi za napajanje sopstvenih potrošača;
- proizvodnja električne energije za sopstvene potrebe (krajnji kupac) [6].

Kupac-proizvođač se deli na: kupac-proizvođač koji je domaćinstvo, kupac-proizvođač stambena zajednica, i kupac-proizvođač koji nije domaćinstvo ili stambena zajednica. U radu se obrađuje samo kupac-proizvođač domaćinstvo.
Na osnovu Opštih uslova za priključenje solarnih sistema na unutrašnje instalacije postojećih objekata kupca [8] nije dozvoljeno postojanje samovoljnog priključenja solarne elektrane koji nema dozvolu Operatora DS.
Na računu koju ispostavlja EPS Snabdevanje su sledeći pojmovi definisani zakonima:
- Nadležni operator sistema očitava merne uređaje u skladu sa zakonom kojim se uređuje oblast energetike i podatke dostavlja, u propisanim rokovima, snabdevaču koji ima zaključen ugovor o potpunom snabdevanju sa neto merenjem ili neto obračunom sa kupcem-proizvođačem i to podatke o:
    1) preuzetoj električnoj energiji od strane kupca-proizvođača,
    2) isporučenoj električnoj energiji od strane kupca-proizvođača.
- preuzeta električna energija je električna energija koju preuzme kupac-proizvođač iz elektroenergetskog sistema [9].
Na slici 1. je prikazano kretanje električne energije kod kupca-proizvođača.



Slika 1 – Kretanje električne energije kod kupca-proizvođača u mesecu m_k.

Oznake na slici su:

god.	-	ciklus od godinu dana kupca-proizvođača koji počinje prvog aprila i završava tridesetprvog marta sledeće godine;
m_k	-	*k*-ti mesec;
t	-	označava vrstu kupca-proizvođača u zavisnosti od načina merenja i uslova preuzimanja aktivne energije - jednotarifno (JT) merenje ili dvotarifno (DT) merenje sa višom tarifom (VT) u periodu od 7.00 do 23.00 sata i nižom tarifom (NT) od 23.00 do 7.00 sati;
$W_{SE\text{-}PR}^{m_k}$,	-	proizvedena električna energija solarne elektrane očitana na solarnoj elektrani;
$W_{SE-SO}^{m_k}$,	-	sopstvena električna energija od solarne elektrane isporučena kupcu-proizvođaču merena putem solarne elektrane;
W_{SE-dom}^{t,m_k}	-	električna energija potrošnje kupca-proizvođača merena putem solarne elektrane,
W_{BR-IS}^{t,m_k},	-	isporučena električna energija u DM od strane kupca-proizvođača;
W_{BR-PR}^{t,m_k},	-	preuzeta električna energija iz DM u domaćinstvo merena na brojilu;
W_{dom}^{t,m_k},	-	električna energija potrošnje domaćinstva;
W_{DM-UT}^{t,m_k},	-	izračunata utrošena električna energija kupca-proizvođača iz DM (4), (5) i (6);
W_S^{t,m_k},	-	izračunata električna energija kupca-proizvođača iz "skladištene" električne energije u DM (1);
W_{rez}^{t,m_k}	-	rezervna energija kupca-proizvođača "skladištena" u DM (4), (5) i (6).

Postoje dva merna mesta na slici 1 i to:
1. Obračunsko merno mesto Elektrodistribucije. Brojilo meri električnu energiju: $W_{BR-PO}^{m_k}$ i $W_{BR-IS}^{m_k}$.
2. Interno merenje invertora. Sa njega se mogu dobiti podaci u zavisnosti od mogućnosti invertora: $W_{SE-PR}^{m_k}$ i $W_{SE-SOP}^{m_k}$.

Na osnovu slike 1 definisane su sledeće relacije koje se izračunavaju za svaki mesec:

$$W_{BR-PR}^{t,m_k} = W_{DM-UT}^{t,m_k} + W_S^{t,m_k}, \quad (1)$$

$$W_{SE-PR}^{m_k} = W_{BR-IS}^{m_k} + W_{SE-SO}^{m_k}, \quad (2)$$

$$W_{SE-dom}^{m_k} = W_{BR-PO}^{m_k}. \quad (3)$$

Da bi se izračunalo W_{DM-UT}^{t,m_k} i W_{rez}^{t,m_k}imamo tri varijante korišćenja električne energije iz DM i iz rezerve:

1. Ako je $W_{BR-IS}^{t,m_k}+W_{rez}^{t,m_k} > W_{BR-PR}^{t,m_k}$ ⇨ (4)

$$W_{DM-UT}^{t,m_k} = 0 \qquad W_S^{t,m_k} = W_{BR-PO}^{t,m_k} \qquad W_{rez}^{m_k} = W_{BR-IS}^{m_k} + W_{rez}^{m_{k-1}} - W_{DM-PR}^{m_k},$$

2. $W_{BR-IS}^{t,m_k} + W_{rez}^{t,m_k} = W_{BR-PR}^{t,m_k} \Rightarrow$ (5)

$$W_{DM-UT}^{t,m_k} = 0 \qquad W_S^{t,m_k} = W_{BR-PR}^{t,m_k} \qquad W_{rez}^{t,m_k} = 0,$$

3. $W_{BR-IS}^{t,m_k} + W_{rez}^{t,m_k} < W_{BR-PR}^{t,m_k} \Rightarrow$ (6)

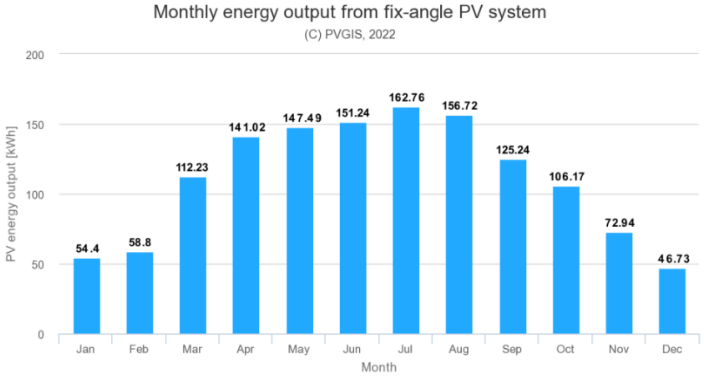
$$W_{DM-UT}^{t,m_k} = W_{BR-PR}^{t,m_k} - W_{BR-IS}^{t,m_k} - W_{rez}^{m_{k-1}} \qquad W_S^{t,m_k} = W_{BR-IS}^{t,m_k} + W_{rez}^{m_{k-1}} \qquad W_{rez}^{t,m_k} = 0.$$

Na osnovu gore merenih i izračunatih vrednosti Elektroprivreda Srbije izrađuje račun kupcu-proizvođaču. Konačno, potrošnja domaćinstva se može izračunti:

$$W_{dom}^{t,m_k} = W_{BR-PO}^{t,m_k} + W_{SE-SO}^{t,m_k}. \quad (7)$$

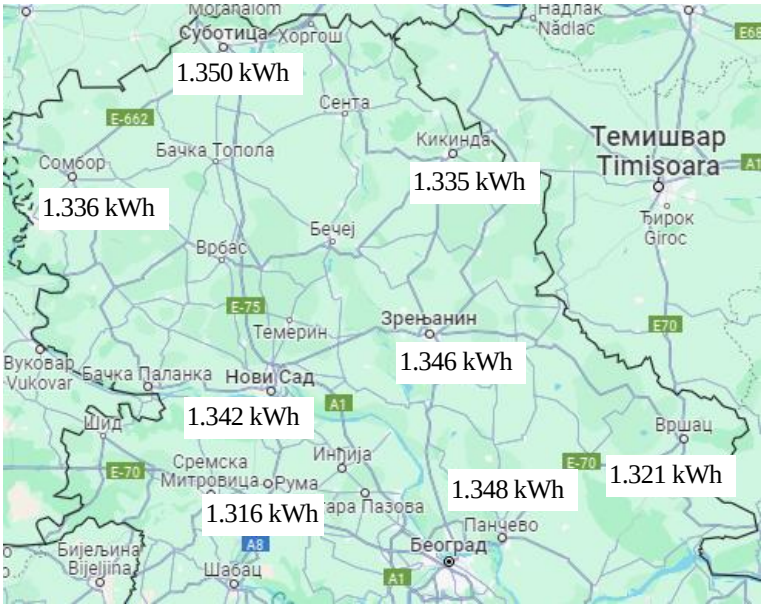
2.1 Procena proizvodnje električne energije solarne elektrane putem softvera na internetu

Procena proizvodnje solarnih elektrana izvršena je putem sajta [10]. Na internetu postoji više sličnih sajtova koji nude softver i svoje proizvode [11]. Orijentacija solarnih panela je definisana azimutom, uglom solarnih modula u odnosu na pravac prema jugu. Nagib panela je ugao krova prema zemljištu. Na osnovu ulaznih podataka o solarnoj elektrani (grad Sombor, za instalisanu snagu panela 1 kWp, nagib panela 35%, azimut 0° i gubitak sistema od 6%) dobijena je prosečna mesečna proizvodnja električne energije (slika 2).



Slika 2 – Procenjena mesečna proizvodnja solarne elektrane 1 kWp postavljene u Somboru nagib krova 35° i azimutom 0°

Na slici 3 je prikazana proizvodnja solarnih elekrana po 1 kWp panela na krovu sa nagibom od 35% azimutom 0° i gubitkom sistema od 6%. Proizvodnja se kreće od 1.316 do 1.350 kWh. Znači, maksimalna ukupna godišnja proizvodnja na području Vojvodine iznosi 1.350 kWh po 1 kWp na krovu sa nagibom od 35% azimutom 0° i gubitkom sistema od 6%.



Slika 3 – Vojvodina sa procenjenom proizvodnjom električne energije 1 kWp na krovu sa nagibom od 35% azimutom 0°

Prosečna proizvodnja po 1 kWp na tlu je oko 1.380 kWh, a na slici 3 je prikazana prosečna proizvodnja na krovovima koja iznosi oko 1.330 kWh [6]. Jedino solarne elektrane na zemljištu ostvaruju procenjenu proizvodnju električne energije jer se bira najbolja pozicija za elektranu kao i optimalna pozicije solarnih panela. U Indiji je izgrađena solarna elektrana 10 MW koja godišnje proizvodi 16.047 MWh, odnosno 1.604 kWh po 1kWp [12].

U Tabeli 1 je prikazana godišnja proizvodnje 1 kWp sa promenom parametara nagiba krova korišćenjem softvera [10]. Nagib krova utiče na smanjenje od -14% pri ravnom krovu pa do -31 % za 90°. A sve u odnosu na optimalni nagib krova oko 35°. Detaljnija analiza određivanja optimalnog ugla nagiba solarnih panela u zavisnosti od vremena (oblačno, sunčano), godišnjeg perioda itd. je prikazana u radu [13]. Preporučuju se nagibi solarnih panela od 0° do 70° za razne uslove i situacije, ali kada se stavljaju na krovove, paneli su uslovljeni nagibom krova koji utiče na proizvodnju električne energije.

U tabeli 2 je prikazana godišnja proizvodnja 1 kWp sa promenom azimuta korišćenjem softvera [10]. Sa azimutom od 60% proizvodnja električne energije se smanjuje oko 10,6%, a pri 90° se smanjuje do 21%. Pozicija krova se ne može menjati ali znatno utiče na proizvodnju električne energije.

Tabela 1 – Prikaz godišnje proizvodnje električne energije panela 1 kWp sa promenom parametara nagiba krova i konstantnim azimutom 0° u Somboru

		Nagib krova											
		0°	10°	20°	30°	35°	40°	45°	50°	60°	70°	80°	90°
Godišnja proizvodnja	kWh	1142	1233	1296	1330	1336	1334	1330	1306	1249	1169	1056	915
Odstupanje od 35°	%	-14,1	-7,7	-3,0	-0,4	0,0	-0,1	-0,4	-2,2	-6,5	-12,5	-20,9	-31,0

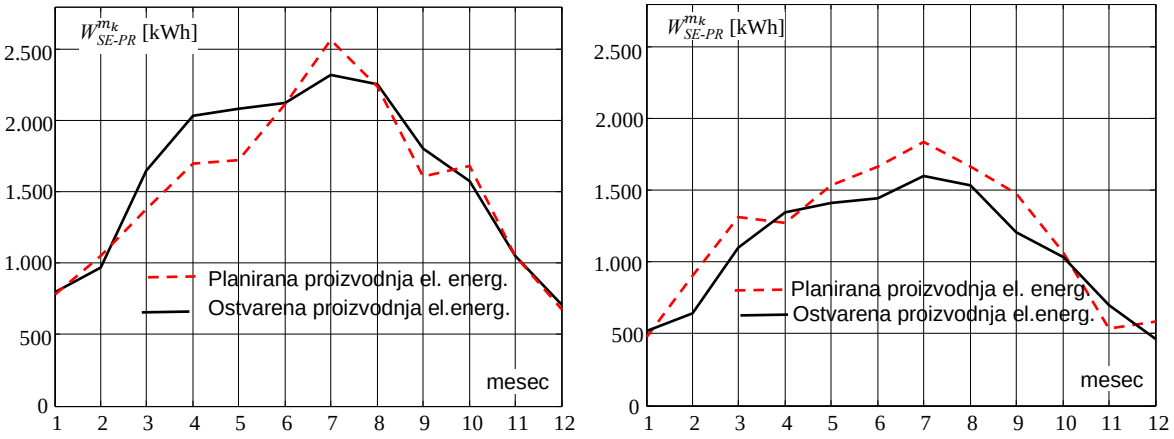
Tabela 2 – Prikaz menjanja godišnje proizvodnje električne energije panela 1 kWp sa promenom azimuta i konstantim nagibom krova 35°

		Azimut									
		0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
Godišnja proizvodnja	kWh	1336	1330	1318	1297	1269	1236	1197	1153	1105	1055
Odstupanje u odnosu na 0°	%	0,0	-0,4	-1,4	-2,9	-5,1	-7,7	-10,6	-13,7	-17,2	-21,0

3. ANALIZA RADA SOLARNIH ELEKTRANA NA PODRUČJU VOJVODINE

U nastavku rada su prikazani osnovni podaci o solarnim elektranama koji proizvode električnu energiju i rade u sistemu kupac-proizvođač. Dana 25.2.2024. godine na području Srbije na DS je priključeno 2020 kupaca-proizvođača ukupne instalisane snage 16,4 MW. Tokom 2022. godine je počelo intezivno priključivanje kupaca-proizvođača. Svi solarni paneli su monofacijalni, odnosno imaju jednostranu aktivnu površinu. Obzirom da je veoma teško doći do relevantnih podataka vezanih za sam rad solarnih elektrana, u radu nije izvršena analiza većeg broja istih. Neki nisu hteli dati podatke, neki nisu sačuvali račune za struju, a neki imaju invertor koji pamti podatke o samo poslednja dva meseca.

Jedna od interesantnih pokazatelja prikazan u Tabeli 3 je faktor dimenzionisanja invertora k_{inv}, koji predstavlja odnos nominalne snage solarnih panela i izlazne nominalne snage invertora (P_{inv}) k_{inv} [14]. On je bitan pri odabiru snage panela. Faktor dimenzionisanja invertora obično se kreće u granicama $0,8 < k_{inv} < 1,25$. Tačna vrednost faktora k_{inv} zavisi od činilaca kao što su geografska lokacija solarne elektrane, sunčevo zračenje, način montaže panela i karakteristike invertora.



a)kupac-proizvođač 1 b) kupac-proizvođač 3

Slika 4 – Poređenje planirane i ostvarene proizvodnje kupca-proizvođača

U tabeli 3 su prikazani rezultati proizvodnje samo sedam kupaca-proizvođača na području Vojvodine u toku ciklusa od jedne godine. U prvom redu je prikazana ukupna godišnja potrošnja domaćinstva $W_{dom}^{DT,god}$ dobijena pomoću izraza (7), a u narednim redovima osnovni pokazatelji ugrađenih solarnih elektrana. Svi imaju dvotarifni način mernja električne energije. Nakon toga je prikazana planirana godišnja proizvodnja solarne elektrane dobijena putem softvera sa interneta [10], kao i realizovana godišnja proizvodnja električne energije. Na slici 4 su upoređene mesečne planirane i ostvarene proizvodnje kod dva kupca-proizvođača. Iz tabele 3 (10 i 12 red) se uočava da je realizovana godišnja proizvodnja solarnih elektrana kreće u okviru (±14%) od onih koji su dobijene putem softvera sa sajta. Da bi mogli uporediti rezultate rada solarnih elektrana različitih snaga, u narednim redovima su prikazani i pokazatelji planirane i realizovane proizvodnje električne energije svedene na 1 kWp (instaliranih solarnih panela). Isto tako, upoređujući realizivana proizvodnja solarnih elektrana po 1 kWp postavljenih na krovovima se razlikuju ±14% od planiranih mesečnih proizvodnji po 1 kWp instaliranih solarnih panela. Kupac-proizvođač 5 nije dostavio podatke iz solarne elektrane tako da nisu prikazani svi njegovi podaci.

Tabela 3 – Prikaz osnovnih podataka analiziranih solarnih elektrana kupac-proizvođač domaćinstvo

	Opština		1	2	3	4	5	6	7
			Sombor	Stanišić	Ada	Pačir	Moravica	Tornjoš	Bač
1.	Godišnja potrošnja domaćinstva $W_{dom}^{DT.god}$	kWh	20.520	35.235	12.623	12.828	17.756	15.486	18.276
2.	Snaga solarnih panela	kWp	15,2	10	11,1	12	11,1	13,13	10,3
3.	Izlazna snaga invertora	kW	20	10	10	10	10	10	10
4.	k_{inv}	kWp/kW	0,76	1	1,11	1,2	1,11	1,31	0,984
5.	Godina početka rada		2023.	2022.	2022.	2022.	2022.	2023.	2022.
6.	Mesto postavljenja		krov	krov	krov	krov	krov	krov	zemlja
7.	Azimut	°	90°	0°	30°	50°	20°	30°	0°
8.	Nagib panela	°	40°	30°	35°	25°	30°	20°	30°
9.	Način merenja		Dvotar.	Dvotar.	Dvotar.	Dvotar.	Dvotar.	Dvotar.	Dvotar.
10.	Planirana godišnja proizvodnja	kWh	19.365	11.905	12.998	13.308	13.042	14.960	12.256
11.	Planirana godišnja proizvodnja po 1kWp	kWh/1kWp	1.274	1.195	1.171	1.109	1.175	1.140	1.220
12.	Realizovana godišnja proizvodnja $W_{SE\text{-}PR}^{god.}$	kWh	17.806	11.866	14.316	13.406	–	13.722	13.338
13.	Realizovana godišnja proizvodnja 1kWp	kWh/1kWp	1.118	1.186	1.290	1.117	–	1.045	1.294

14.	$\sum_{k=1}^{12} R_{kupac-proizvođač}^{DT,m_k}$	€	839	3.521	452	570	553	568	852
15.	$\sum_{k=1}^{12} R_{kupac}^{DT,m_k}$	€	2.520	6.071	1.406	1.288	–	1.590	2.150
16.	U_{ST}^{god}(godišnja ušteda)	€	1.681	2.550	954	844	–	1.022	1.298
		%	67	42,0	67,6	65	–	64,2	60,3
		€/kWp	111	255	86	70,3	–	77,8	126
17.	Ostalo neiskorišćeno-DT	kWh	4.538	0	5.115	2.637	–	2.080	0
	Procena								
18.	$\sum_{k=1}^{12} R_{kupac-proizvođač}^{JT,m_k}$	€	898	3.529	661	524	–	1.566	1.210
19.	Ostalo neiskorišćeno-JT	kWh	0	0	1.561	576	–	0	0

Ušteda zbog rada solarne elektrane za period od godinu dana U_{ST}^{god} prikazan u Tabeli 3 u šesnajstom redu iznosi:

$$U_{ST}^{god} = \sum_{k=1}^{12} R_{kupac}^{t,m_k} - \sum_{k=1}^{12} R_{kupac-proizvođač}^{t,m_k}, \quad (8)$$

gde je:

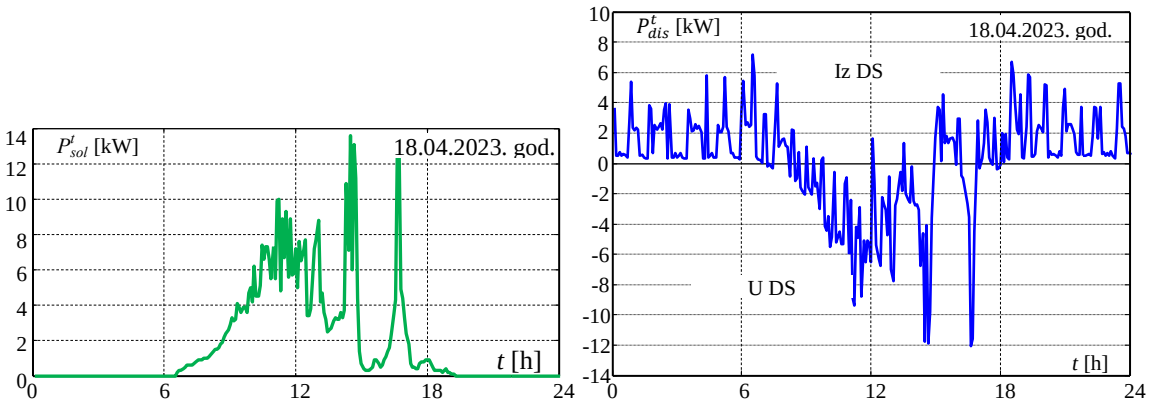
$\sum_{k=1}^{12} R_{kupac}^{t,m_k}$- zbir svih procenjenih računa za godinu dana kao kupac električne energije,

$\sum_{k=1}^{12} R_{kupac-proizvođač}^{t,m_k}$ - zbir svih dobijenih računa za godinu dana kao kupac-proizvođač elekrične energije.

U četranajstom redu tabele 3 je prikazan godišnji zbir svih računa kupac-proizvođač $\sum_{k=1}^{12} R_{kupac-proizvođač}^{DT,m_k}$, a zatim i procenjen godišnji zbir svih računa za električnu energiju $\sum_{k=1}^{12} R_{kupac}^{DT,m_k}$ da je domaćinstvo bilo samo kupac, odnosno da nije imalo solarnu elektranu. Uštede U_{ST}^{god} su najveće kod onih kupaca-proizvođača koji imaju najveću potrošnju i što približniju proizvodnju električne energije solarnih panela potrošnji domaćinstva. Od svih kupaca-proizvođača, kupac-proizvođač u koloni 3 ima najmanji zbirni račun kupca-proizvođača od samo 452 € jer jedan mesec nije imao potrošnju u domaćinstvu. Realno je da ima zbirni godišnji račun preko 500 € da je tog mesece imao potrošnju. Kupac-proizvođač 2 ima apsolutno najveću uštedu od 2.550 € jer mu se cela ušteda odnosi na crvenu tarifu. Pošto mu je ostalo još puno energije u crvenoj tarifi ima procentualno najmanju uštedu od 42%. Potrebno mu je ugraditi još jednu solarnu elektanu od 10 kWp. Domaćinstva sa potrošnjom do 20.000 kWh imaju prosečnu uštedu od 40-70%, odnosno smanjenje računa kao kupac.

Upoređujući neiskorišćenu električnu energiju na kraju ciklusa od godinu dana (red sedamnajsti u Tabeli 3 pod nazivom neiskorišćeno-DT) uočava se da samo kupci-proizvođači (1, 3, 4 i 6) imaju neiskorišćenih kWh. Verovatno su planirali solarne elektrane prema ukupnoj potrošnji domaćinstva, a imaju dvotarifno merenje. Mogli su izgraditi solarnu elektranu samo prema potrošnji u VT. Pitanje je da li bi oni trebali preći u jednotarifne potrošače. Zbog toga, izračunato je koliki bi bili računi kupaca-proizvođača kao jednotarifni potrošači. Ako bi kupac-proizvođač 1 bio jednotarifan, nema veće uštede jer mu nedostaje proizvedenih kWh da pokrije ukupnu potrošnju domaćinstva, i zbog toga u februaru i martu ima veći račun. On mora ugraditi dodatne solarne panele ako želi biti jednotarifana potrošač. Kod kupca-proizvođača 3 se ne isplati prelazak na jednotarifnog potrošaca jer troši 40% energije u NT. Isto je i sa kupcem-proizvođačem 6. Ona domaćinstva koja nemaju veću potrošnju noću njima se isplati da budu jednotarifni potrošači.

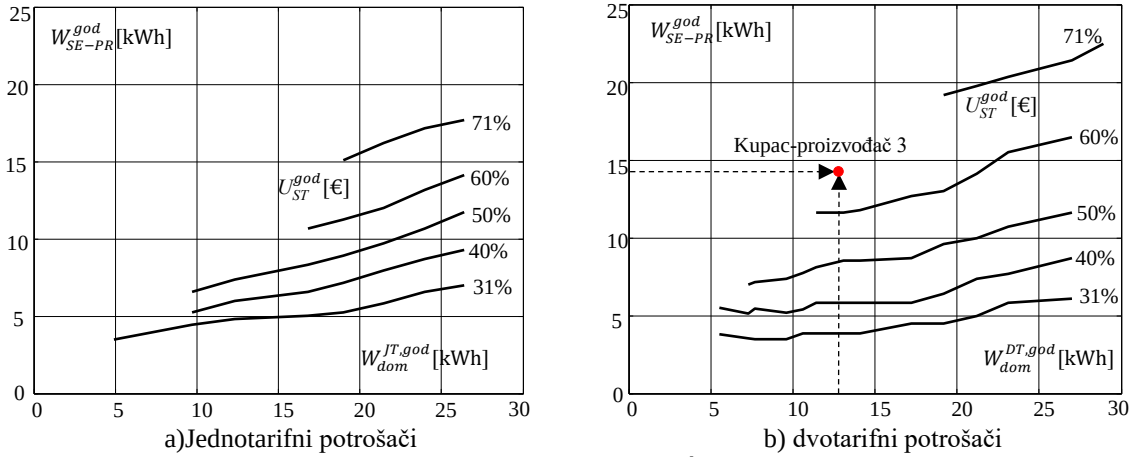
Na slici 5a je prikazana proizvodnja solarne elektrane kupca-proizvođača 1 na dan 18.4.2023. godine. Uočava se da proizvodnja električne energije varira u zavisnosti od vremena. Na slici 5b je prikazana razmena električne energije između kupca-proizvođača 1 i ED. Ona dosta varira i kada ne radi solarna elektrana se kreće potrošnja do 7 kW zbog ugrađene toplotne pumpe. Tokom rada solarne elektrane ona daje u DM i do 12 kW. Dijagrame potrošnje kada nije bilo toplotnih pumpi i solarnih elektrana su imali dva vrha u toku dana a sada je kriva sasvim drugačija [15].



a) dnevna proizvodnja solarne elektrane b) kretanje snage kroz brojilo kupca-proizvođača

Slika 5 – Snimak proizvodnje solarne elektrane i kretanje snage kroz brojilo kupca-proizvođača

Do sada smo analizirali domaćinstva koja imaju već godinu dana ugrađene solarne elektrane. Želja je bila da se pomogne budućim kupcima-proizvođačima za procenu godišnjih ušteda koje bi imali i na osnovu toga donošenje odluka. Na osnovu variranja vrednosti mesečne proizvodnje solarne elektrane i variranjem vrednosti mesečne potrošnje domaćinstva za godinu dana dobijene su krive godišnjih ušteda U_{ST}^{god} prikazane na slikama 6a i 6b (8).

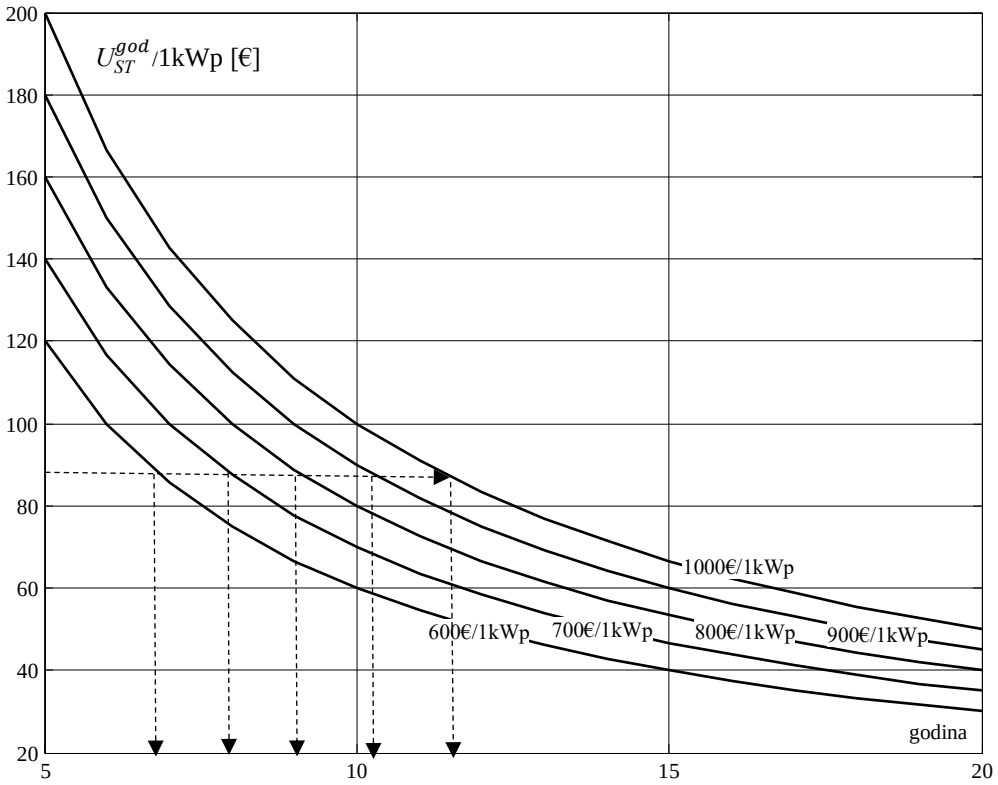


a)Jednotarifni potrošači b) dvotarifni potrošači

Slika 6 – Dijagram godišnjih ušteda U_{ST}^{god} kupca-proizvođača

Na osnovu zahteva vlasnika domaćinstva koji želi ugraditi solarnu elektranu, izvođači radova daju ponudu za ugradnju i ekonomsku analizu koliko godina treba da radi solarna elektrana da bi se investicija vratila. Ponude su često optimistične sa periodom vraćanja investicija od 5 godina i više. Krive na slici 6a prikazuju godišnje uštede U_{ST}^{god} na računu električne energije od 31%, 40%, 50%, 60% i 71% kod jednotarifnog potrošača, a slika 6b kod dvotarifnog potrošača. Na slici 6b je crvenim kružićem prikazan kupac-proizvođač 3 sa svojom proizvodnjom i potrošnjom domaćinstva. Ušteda iznosi 65%, a u tabeli 3 ona iznosi 67,6%. Kod budućih kupaca-proizvođača godišnja potrošnja domaćinstva se očitava iz računa, a godišnja proizvodnja iz softvera sa interneta [10]. Na osnovu dijagrama slike 6 domaćinstva koja planiraju da postanu kupci-proizvođači mogu samostalno da procene svoje uštede i provere dobijene ponude.

Na slici 7 je prikazano vreme otplate investicije u solarnu elektranu kupaca-proizvođača u zavisnosti od uštede po 1 kWp. Kupac-proizvođač 3 koji ima uštedu od 86 € (tabela 4) će otplatiti investiciju (ako je iznosila 600€) za oko 7 godine, a ako je investicija iznosila 1000 € za oko 11,6 godina.



Slika 7 – Isplativnost investicija u zavisnosti od uštede po 1kWp

Mnoge elektrane počele sa radom polovinom leta ili jeseni pa je profit ili smanjenje računa malo na početku. Uštede će se iskazati tek u celom ciklusu od godinu dana. U Tabeli 4 je prikazan period otplate investicije na osnovu ušteda i više vrednosti investicija po 1 kWp. Isplativost je računata da cena električne energije ostane ista u periodu posmatranja, što sigurno neće bit tako da će isplativost se ostvariti i ranije nego podaci u Tabeli 4. Vrednost solarnih panela je dosta smanjena u odnosu na pre par godina, tako da se smanjuje i vrednost budućih investicija i vreme otplate. Vreme otplate je najmanje kod kupca-proizvođača 3 i iznosi 2,7 godina za vrednost investicija od 700 € po 1 kWp.

Tabela 4 – Prikaz isplativosti investicija

Isplativost ako je vrednost radova		1 Sombor	2 Stanišić	3 Ada	4 Pačir	5 Moravica	6 Tornjoš	7 Bač
1000 € / 1 kWp	god.	9,1	3,9	11,6	15,3	–	12,8	7,9
900 € /1 kWp	god.	8,1	3,5	10,5	13,8	–	11,5	7,1
800 € / 1 kWp	god.	7,2	3,1	9,3	12,3	–	10,2	6,3
700 € / 1 kWp	god.	6,3	2,7	8,1	10,7	–	8,9	5,5
600 € / 1 kWp	god.	5,4	2,3	7,0	9,2	–	7,7	4,8

U ovom trenutku cena izgradnju solarne elekrane na području Vojvodine se kreće za 1 kWp od 600 € do 1000 €. Neki od analiziranih kupaca-proizvođača pre dve godine su plaćali i preko 1000 €. U primeru analiziranih solarnih elektrana za je 700 € / 1 kWp prosečno isplativost od 2,7 do 10 godina. Sistemi su isplativiji kod domaćinstava:
– koji imaju veću potrošnju zbog korišćenja toplotnih pumpi ili klima za grejanje i hlađenje,
– kojima električna energija iz solarnih elektrana može da smanje količinu električne energije u crvenoj zoni i time značajno da smanje račun za struju,
– koji se greju na električnu energiju, što bi isto uticalo na smanjenje računa za struju.

4. ZAKLJUČAK

Solarna energija je jedna od energija budućnosti koja u poslednjoj deceniji doživljava procvat. Gotovo neograničenih mogućnosti, sa proizvodnjom koja ne zagađuje okolinu za razliku od konvencionalnih izvora. Cene uobičajenih izvora koji su i veliki zagađivači okoline se povećavaju svake godine, što je jedan glavnih razloga zašto sve više domaćinstava razmišlja o postavljanju solarnih panela na krovovima svojih kuća. Tehnologija panela i invertora, performanse i pouzdanost se konstantno unapređuju, a pad cena solarnih elektrana ohrabruje sve veći

broj domaćinstava da izgrađuju solarne elektrane. U Srbiji je 2022. godina počela intezivnija izgradnja solarnih elektrana kupac-proizvođač.
Rad predstavlja prve rezultate rada solarnih elektrana kupaca-proizvođača u toku jedne godine od meseca aprila zaključno sa mesecom martom sledeće godine. Zbog poteškoća prikupljanja podataka rad se odnosi samo na područje Vojvodine. U Srbiji nedostaje program praćenja performansi i pouzdanosti solarnih elektrana da bi se izvukli podaci i postigla veća efikasnost. Prvi rezultati ušteda korišćenjem solarnih elektrana pokazuje da se isplati investicija, posebno kod onih potrošača koji su u crvenoj zoni. Posebno je pitanje koliko DM ima mogućnost da ima kupaca-proizvođača a da se ne naruši kvalitet elekrične energije. Distribucija mora izaći sa podacima i možda ograničiti snagu solarnih elekrana kupaca-proizvođača da bi što veći broj domaćinstava imao mogućnost da uštede i smanje račune za električnu energiju.
Svako domaćinstvo pre ugradnje solarnih elektrana mora detaljno analizirati potrošnju u VT i NT i doneti odluku da li je isplativo biti jednotarifan ili dvotarifan potrošač. Rad pomaže da se lako proceni proizvodnja solarne elektrane i na osnovu postojeće potrošnje procene uštede i isplativnost investicija u solarne elektrane.
Zbog promene dijagrama potrošnje kod kupaca-proizvođača i prizvodnje solarnih elektrana, potrebno je da u narednom periodu snimiti nove normalizovane dnevne hronološke dijagrame potrošnje na niskonaponskim izvodima, transformatorskim stanicama xx/0,4 kV/kV i 110/xx kV/kV. Ugradnjom solarnih elektrana kao i toplotnih pumpi dijagrami potrošne se menjaju a time se i procena stanja distributivne mreže u mnogim programima zasnovanim na dnevnim hronološkim dijagramuma ima sve veću grešku. Potrebno je da elektrodistribucija uradi nova merenja i tipizaciju potrošnje.

LITERATURA

[1] Dragan Rajaković, 2020, “Osnovi održivog razvoja”, “Visoka tehnička škola strukovnih studija “2”,
[2] Lazović Đ, Džodić K, Đurišić Ž, 2021, Analiza ekonomske opravdanosti investiranja u solarnu elektranu sa vertikalno postavljenim bifacijalnim fotonap. modulima u perpesktivnim uslovima slobodnog tržišta, Energetika,
[3] Simendić, Z., Majstorović, Z., Miljanić, S., Mraović, D., 2023, Rezultati rada solarnih elektrana na području Vojvodine, CIGRE Srbije, C6-19,
[4] PV Prosumer Guidelines for eight EU Member States, 2019, European Renewable Energies Federation, Berlin,
[5] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, J, Palm, 2015, “Photovoltaic selfconsumption R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, J, Palm, “Photovoltaic selfconsumption in buildings: A review”, *Applied Energy*,
[6] Vuković M., Ostojić B., 2021, Koncept korišćenja mini solarnih centrala u domaćinstvu, Energy, Economy, Ecology, cesija 4,
[7] Vlada Republike Srbije. 2023, Zakon o energetici. Службени гласник РС", бр. 145 од 29. decembra 2014, 95 од 8. децембра 2018 - 40 од 22. априла 2021, 35 од 29. априла 2023, 62 од 27. јула 2023.,
[8] Elektrodistribucija Srbije, 2021, Opšti uslovi za priključenje fotonaponskih modula na unutrašnje instalacije postojećeg objekta kupca,
[9] Vlada Republike Srbije, 2021, Uredba o kriterijumima, uslovima i načinu obračuna potraživanja obaveza između kupca-proizvođača i snabdevača, 05, 26 avgust,
[10] https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html
[11] https://photovoltaic-software.com/pv-softwares-calculators/online-free-photovoltaic-software/pvgis,
[12] S. Kumar, K. Sudhakar, 2015, Performance evaluation of 10 MW grid connected photovoltaic power plant in India, ELSEVIER, Energy Reports 1 (2015) ‘184-192
[13] N. Krstić, D. Klimenta, D. Tasić, D. Radosavljević, Određivanje optimalnog nagibnog ugla fotonaponskim panela uz uvažavanje efekta senki u fotonaposkim sistemima,
[14] V. Katić, Z. Čorba, D. Milićević, B. Dumnić, B. Popadić, 2015, Realizacija krovne fotonaponske elektrane na Fakultetu tehničkih nauka u Novom Sadu, Tehnika-Elektrotehnika 64, 4,
[15] Simendić, Z., Švenda G, Latas T., Mraović D., 2023, Energetska efikasnost domaćinstva sa toplotnom pumpom i solarnom elektranom, Energija, ekonomija, ekologija, 3, str. 30-38.

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R4-07

ВЛИЈАНИЕ НА УПРАВУВАЊЕТО СО ОПТПОВАРУВАЊЕТО ВРЗ ИНТЕГРАЦИЈАТА НА ФОТОНАПОНСКИ ЦЕНТРАЛИ ВО ДИСТРИБУТИВНИ МРЕЖИ

IMPACT OF LOAD FLEXIBILITY ON PHOTOVOLTAIC HOSTING CAPACITY IN DISTRIBUTION NETWORKS

Панде ПОПОВСКИ, Технички факултет Битола, Битола, Р. Македонија
Горан ВЕЉАНОВСКИ, Технички факултет Битола, Битола, Р. Македонија
Катерина БИЛБИЛОСКА, Факултет за електротехника и информациски технологии, Скопје, Р. Македонија
Александра КРКОЛЕВА МАТЕСКА, Факултет за електротехника и информациски технологии, Скопје, Р. Македонија
Методија АТАНАСОВСКИ, Технички факултет Битола, Битола, Р. Македонија

КРАТКА СОДРЖИНА

Најголем дел од инвестициите во енергетскиот сектор во Европските земји во последните петнаесет години го сочинуваат обновливите извори на енергија (ОИЕ). Ова се должи на политиките насочени кон енергетскиот сектор кои го имаат за цел намалувањето на климатските промени, што е проследено со соодветни регулативи од Европската Унија. Од друга страна, техничките ограничувања како што се напонските прилики и оптоварувањето на водовите и трансформаторите ја ограничуваат интеграцијата на обновливите извори на енергија во електроенергетскиот систем (ЕЕС). Овој проблем е особено изразен во дистрибутивните мрежи (ДМ). Со цел да се надмине овој проблем, одреден број на нови пристапи можат да се употребат за да се зголеми интеграцијата на ОИЕ во ДМ, а пред се на фотонапонските електрични централи (ФЕЦ) како најзастапени извори на електрична енергија (ЕЕ) во ДМ.
Во овој труд конципирана е методологија која го определува потребното учество на потрошувачите во ДМ за зголемување на интеграцијата на ФЕЦ. Со овој метод, преку декомпозиција на тековите на моќност низ гранките, се определени влијанието на флексибилноста на потрошувачите врз напонските прилики и оптоварувањето на трансформаторите и водовите во мрежата, за да се овозможе зголемување на интеграцијата на ФЕЦ, без нарушување на техничките ограничувања во ДМ и без дополнителни инвестиции за надградба на ДМ.
Најпрво, за предодредени локации каде може да се постави ФЕЦ се определува максималниот инсталиран капацитет на ФЕЦ без учество на потрошувачите. Потоа, преку различни сценарија на управување со оптоварувањето се определува дополнителниот капацитет на ФЕЦ кој може да се инсталира во ДМ. Во симулацијата се користат типични дијаграми на оптоварување на потрошувачите и на производство од ФЕЦ. За секој тип на потрошувач дефиниран е бројот на уреди со кој тој ќе учествува во давање на услуги без нарушување на удобноста во користењето на ЕЕ. Добиените резултати се презентирани и дискутирани.

Клучни зборови: Капацитет на интеграцијата на ОИЕ во ДМ, управување со оптоварување, дисперзирано производство.

ABSTRACT

In the past fifteen years, power plants utilizing renewable energy sources have played a dominant role in new investments and constructions within the power sector of European countries. On one hand, technical challenges, such as voltage profiles, line capacities, and transformer loadings, impose strong limitations on the maximum installed capacity of renewables in power systems. This limitation is particularly emphasized in distribution networks. To address this issue, various novel approaches can be considered to increase the hosting capacity of distribution networks for renewables.
This paper introduces a methodology for calculating the impact of demand flexibility on the hosting capacity of distribution networks for photovoltaic (PV) dispersed generation. Specifically, a decomposition of the load flow

on each branch of the network is performed to determine the impact of load flexibility on branch loading and bus voltage magnitude. The algorithm's advantage lies in its ability to enhance the distribution network's PV hosting capacity without the need for investments in network element reinforcement.
Initially, the maximum possible PV installed capacity is determined for a predefined set of locations, without considering load participation. Subsequently, by exploring different scenarios involving load participation in demand response, we calculate the additional generating capacity that can be installed in the same locations, thereby increasing the hosting capacity within the distribution network. The simulation process incorporates PV typical generation profiles and typical load profiles, accounting for various consumption habits. Different scenarios are considered, varying the percentage of load participation in the demand response program.
The results obtained from testing on a distribution network are presented and discussed, leading to several valuable conclusions.

Key words: Hosting capacity, demand response, distributed generation

pande.popovski@uklo.edu.mk
goran.veljanovski@uklo.edu.mk
katerina.bilbiloska@gmail.com
krkoleva@feit.ukim.edu.mk
metodija.atanasovski@uklo.edu.mk

1. ВОВЕД

Интеграцијата на ФЕЦ на дистрибутивно ниво, ја зголемува пенетрацијата на ОИЕ во електроенергетските системи (ЕЕС) и ја олеснува транзицијата кон одржлива иднина. Максималниот инсталиран капацитет на дисперзирано производство (ДП) во дистрибутивните мрежи (ДМ) е определен од техничките ограничувања на ДМ, како што се дозволените граници на напонот во ДМ и дозволеното оптоварување на трансформаторите и водовите [1]. Од друга страна, управувањето со оптоварувањето може да помогне во зголемување на интеграцијата на ДП во ДМ преку активно учество на потрошувачите, преку прилагодување на нивниот дијаграм на оптоваување кон променливата природа на ОИЕ. Со примена на вакви стратегии за управување со оптоварувањето, како што е поместувањето на оптоварувањето, потрошувачите може да ја прилагодат својата потрошувачка во периоди со вишок на ЕЕ од ДП, со што ефикасно се намалува веројатноста за излегување на напоните во јазлите и оптоварувањето на водовите и трансформаторите од дозволените граници. На ваков начин, управувањето со оптоварувањето може да ја зголеми интеграцијата на ДП во ДМ без дополнителни инвестирања во надградба на ДМ.
Во голем дел на трудови обработена е проблематиката на управување со оптоварувањето, кое овозможува зголемување на интеграцијата на ДП во ДМ. Во [2], авторите ја анализираат максималната интеграција на ОИЕ во ДМ со користење само на кровни фотонапонси електрични централи (КФЕЦ). Со користење на софтверскиот пакет MATLAB, тие ја симулираат променливата природа на производството од КФЕЦ и промената на оптоварувањето кај потрошувачите. Авторите во овој труд својата анализа ја имаат ограничено само на КФЕЦ без да ги земат предвид другите типови на ДП. Дополнително, за определување на максималната можна интеграција на ДП прават последователни анализи на тековите на моќност, за да ги земат предвид напонските и термичките ограничувања во јазлите и водовите, соодветно. Авторите во [3] користат генетски алгоритам (ГА) за определување на максималната можна интеграција на ОИЕ во ДМ, земајќи ги предвид напонските ограничувања во јазлите и термичките ограничувања на водовите. Во [4], авторите ја определуваат максималната можна интеграција на ОИЕ во ДМ земајќи предвид и стратегии за управување со оптоварувањето и реконфигурација на ДМ, но во анализата имаат претпоставено точна локација на која ќе се поврзат ОИЕ. Во [5], авторите ја определуваат и локацијата во која е потребно да се поврзе ОИЕ, со користење на оптимални текови на моност, за што е потребно значително време за извршување на пресметките.
Од горе наведеното може да се заклучи дека постојните трудови се базираат на резултатите од последователни анализи на текови на моќност, што претставува компјутерски интензивен процес, а притоа ги земаат предвид сите потрошувачи во ДМ, иако сите потрошувачи немаат влијание врз јазелот или водот кој ја ограничува интеграција на ОИЕ во ДМ. Во тој контекст, во овој труд разработена е нова методологија за определување на максималната можна интеграција на ФЕЦ во ДМ, а исто така воведена е и селекција на потрошувачи кои ќе учествуваат со поместување на нивното оптоварување, а кои се електрички блиску до јазелот или водот кој ја ограничува дополнителната интеграција на ФЕЦ во ДМ.
Останатиот дел од трудот е организиран на следниот начин: во глава 2 опишана е методологијата за пресметка на максималната можна интеграција на ФЕЦ во ДМ и стратегијата за селекција на потрошувачи кои ќе учествуваат со поместување на нивното оптоварување во зголемување на

интеграцијата на ФЕЦ во ДМ. Во главата 3, методот е демонстриран на тест ДМ и анализирани се добиените резултати, доека во главата 4 донесен е заклучок од примената на методот предложен во овој труд. На крајот цитирана е користената литература.

2. МЕТОДОЛОГИЈА

Во овој труд, прикажана е нова методологија за селекција на потрошувачи кои ќе учествуваат со поместување на нивното оптоварување во зголемување на интеграцијата на ФЕЦ во ДМ. Методологијата се состои од три чекори:

- Чекор 1: Со користење на ГА, се определува локацијата и максималниот инсталиран капацитет на ФЕЦ без нарушување на техничките ограничувања во ДМ, без учество на потрошувачите.
- Чекор 2: Со користење на матрицата на импеданси (Z bus), се прави селекција на потрошувачи кои се електрички блиску до водот или јазелот кој ја ограничува дополнителната интеграција на ФЕЦ, за да се овозможе нивно учество преку поместување на нивното оптоварување.
- Чекор 3: Со повторно користење на ГА, се определува оптималниот дијаграм на оптоварување на потрошувачите кој ќе овозможи најголема дополнителна интеграција на ФЕЦ во ДМ.

Во следниот дел од текстот дадено е детално објаснување на секој чекор од гореопишаната методологија.

2.1 Локација и максимален капацитет на ФЕЦ

Во првиот чекор, со користење на ГА се определува локацијата во која се поврзува ФЕЦ и нејзиниот максимален инсталиран капацитет. За да се избегне потребата од интензивни компјутерски пресметки кои произлегуваат од последователните анализи на тековите на моќност, дефинирана е нова методологија за пресметка на напоните во јазлите и струите низ гранките во ДМ. Оваа методологија, заснована на [6], значително го намалува времето на извршување на пресметките бидејќо потребно е само една анализа на тековите на моќност во ДМ без ФЕЦ, која е во понатамошниот текст опишана.

2.1.1 Пресметка на напони и струи во ДМ

На почетокот, преку анализа на тековите на моќност во ДМ без ДП, за однапред дефинирано оптоварување, се добиваат комплексните моќности низ секоја од гранките $\underline{S}_j = P_j + jQ_j$ и напоните на јазлите v_j. Со интегрирање на ДП во ДМ, претпоставувајќи дека оптоварувањето во ДМ не се променува, се појавуваат текови на моќност од ДП кон останатите јазли кои се електрички блиску до јазелот во кој е поврзано ДП. Тоа резултира со намалување на оптоварувањето на гранките кои се инцидентни на јазелот во кој е поврзан ДП. Тоа доведува до намалување на оптоварувањето на секоја од гранките кои го поврзуваат референтниот јазол со јазолот во кој е поврзан ДП, давајќи ефект како целата моќност од ДП да е насочена кон референтниот јазол, како што е прикажано на Слика 1.
Новата комплексна моќност низ гранките $\underline{S}_j^N$ после интеграцијата на ДП во ДМ може да се пресмета:

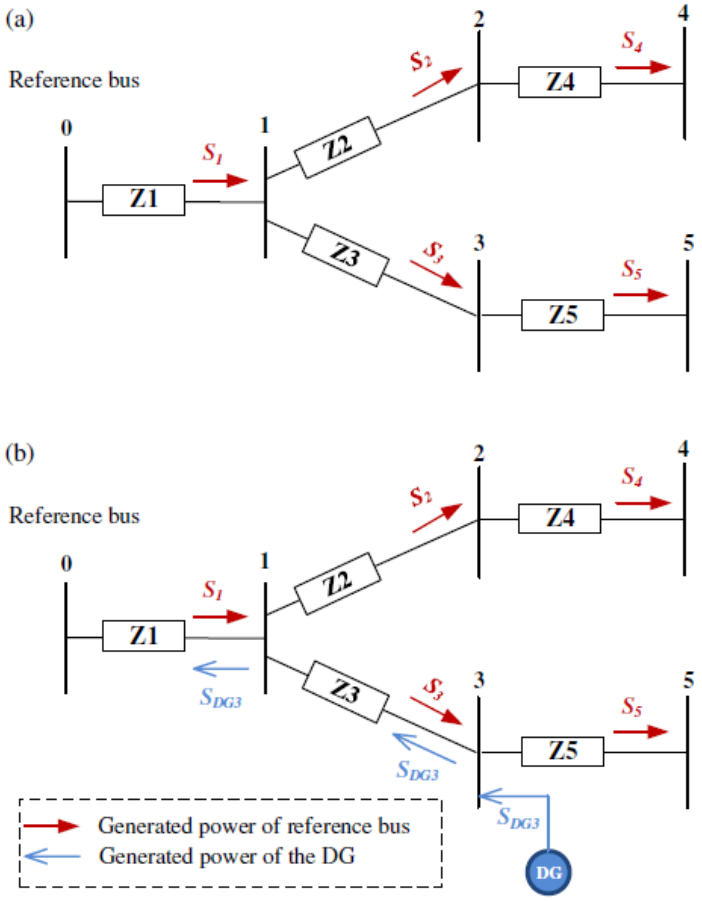
$$\underline{S}_j^N = \begin{cases} \underline{S}_j & \text{ако је инцидентна i} \\ \underline{S}_j - \underline{S}_{DGi} & \text{ако j не е инцидентна i} \end{cases} \quad (1)$$

Во случај кога има повеќе ДП поврзани во ДМ, комплексната моќност низ гранките може да се прикаже во матрична форма:

$$\underline{\mathbf{S}}_j^N = \underline{\mathbf{S}}_j - \mathbf{I} \cdot \underline{\mathbf{S}}_{DG} \quad (2)$$

каде $\underline{\mathbf{S}}_j^N$ е вектор со комплексните моќности низ гранките после интеграцијата на ДП, $\underline{\mathbf{S}}_j$ е вектор со комплексните моќности низ гранките пред интеграцијата на ДП, $\underline{\mathbf{S}}_{DG}$ е комплексната моќност во јазлите генерирана од ДП , $\mathbf{I}$ е (0, 1) матрица со редици колку што е бројот на гранки во мрежата, а бројот на колони еднаков на бројот на јазли во мрежата, формулирана на следниот начин:

$$\mathbf{I} = \begin{cases} 1 & \text{ако гранка је инцидентнана јазол i} \\ 0 & \text{ако гранка није инцидентнана јазол i} \end{cases} \tag{3}$$



Слика 1. Дел од ДМ; а) со ОИЕ; б) без ОИЕ [6]

Промената на оптоварувањето на гранките во мрежата ќе предизвика и промени во напоните во јазлите во мрежата. Во радијална среднонапонска дистрибутивна мрежа, загубата на напон може да се пресмета како:

$$\Delta v_{j\%} = \frac{100}{Un^2}(P_j R_j + Q_j X_j) \tag{4}$$

После интеграцијата на ДП, новите напони во мрежата v_j^N се пресметуваат како:

$$v_j^N = v_0 - \frac{100}{Un^2}\sum_{i\in\mathbf{B}} P_i^N R_i + Q_i^N X_i \tag{5}$$

Заменувајќи (2) во (5), се добива:

$$
\begin{aligned}
v_j^N &= v_0 - \frac{100}{Un^2}\sum_{i\in\mathbf{B}}(P_i - \mathbf{I}_{ji}\mathbf{P}_{DG})R_i + (Q_i - \mathbf{I}_{ji}\mathbf{Q}_{DG})X_i \\
v_j^N &= v_0 - \frac{100}{Un^2}\sum_{i\in\mathbf{B}}P_i R_i + Q_i X_i + \frac{100}{Un^2}\sum_{i\in\mathbf{B}}\mathbf{I}_{ji}P_{DG}R_i + \mathbf{I}_{ji}Q_{DG}X_i \\
v_j^N &= v_j + \frac{100}{Un^2}\sum_{i\in\mathbf{B}}\mathbf{I}_{ji}P_{DG}R_i + \mathbf{I}_{ji}Q_{DG}X_i
\end{aligned}
\tag{6}
$$

каде **B** е вектор кој ги содржи сите гранки кои се инцидентни на јазолот *j*, а $\mathbf{I}_{ji}$ е вредноста на *i*-тата редица и *j*-тата колона од векторот $\mathbf{I}$.

Во ДМ со повеќе ДП, напонот v_j^N секој јазол се пресметува како:

$$
\mathbf{v}^N = \mathbf{v} + \frac{100}{Un^2}\left[\mathrm{Re}\{\underline{\mathbf{Z}}\}\cdot(\mathbf{I}\cdot\mathrm{Re}\{\underline{\mathbf{S}}_{DG}\}) + \mathrm{Im}\{\underline{\mathbf{Z}}\}\cdot(\mathbf{I}\cdot\mathrm{Im}\{\underline{\mathbf{S}}_{DG}\})\right] \tag{7}
$$

Со познавање на напонот во јазлите, струјата низ гранката *j* се пресметува како:

$$
I_j = \frac{S_j}{\sqrt{3}\cdot\frac{U_n}{100}v_j} \tag{8}
$$

ГА кој се применува во овој чекор служи како моќна оптимизациона алатка која има за цел да го одреди јазелот во кој ќе биде поврзана ФЕЦ и нејзината максимална инсталирана моќност. Преку итеративен процес, секоја од индивидуите од ГА е подложена на еволуција, што овозможува произволно, но структурирано наоѓање на решение кое ги задоволува сите технички ограничувања. Методот за пресметка на напони и струи во ДМ во која се интегрира ДП е применет во ГА овозможувајќи брзо и точно пределување на локацијата и инсталираниот капацитет на ФЕЦ.

2.2 Селекција на поторшувачи

Централната идеја на овој труд е заснована на овој чекор, кој претставува основа на предложената методологија. Земајќи ги предвид резултатите од ГА добиени во чекор 1, во оваа фаза се определуваат профилите на напонот на јазелот или оптоварувањето низ гранката која го ограничува натамошното зголемување на интеграцијата на ФЕЦ во ДМ. Потоа, за дадената топологија на мрежата се формира матрицата на импедаси Z bus. Врз база на оваа матрица се пресметуваат параметри кои даваат информација за електричната оддалеченост помеѓу јазлите и гранките во мрежата. Тие параметри се пресметуваат како:

$$
a_{jk}^i = (z_{ji} - z_{ki})y_{jk} + z_{ji}y_{jk}^{sh} \tag{9}
$$

каде y_{jk} и y_{jk}^{sh} се подолжната и попречната гранка од π еквивалентната шема на водот, z_{ji} и z_{ki}, се елементите j_i и k_i од Z_{bus} матрицата, а a_{jk}^i е параметар поврзан со електричната оддалеченост на гранката j_k и јазолот *i*. Формирањето на матрицата со параметри a_{jk}^i е базирано на [7, 8].

Со користење на вредностите на параметрите на a_{jk}^i матрицата, се селектираат потрошувачите во ДМ. Со ваквата селекција, не само што се зголемува интеграцијата на ФЕЦ во ДМ туку и се намалуваат трошоците за учество на потрошувачите во поместување на нивното оптоварување.

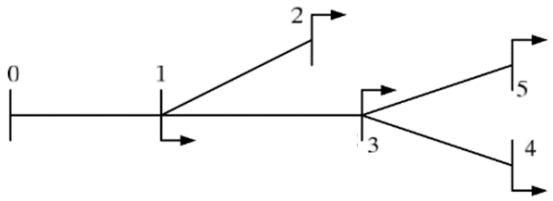
2.3 Определување на оптимален дијаграм на оптоварување на потрошувачите

Земајќи ги предвид селектираните потрошувачи кои ќе учествуваат со поместување на нивното оптоварување, со помош на ГА се определува оптималниот диајграм на оптоварување на потрошувачите кој ќе овозможи максимално зголемување на интеграцијата на ФЕЦ во ДМ. Притоа е претпоставено дека потрошувачот ќе учествува со претходно дефинирано ниво на енергија од неговата дневна потрошувачка на ЕЕ. Во оваа фаза, исто така, се определува и 24 часовниот дијаграм на напонот на јазелот или струјата

низ водот, кој ја ограничува понатамошната интеграција на ФЕЦ, а ГА се насочува да го промени дијаграмот на оптоварување на потрошувачот на начин кој најмалку ќе се разликува од дијаграмот на напонот на јазелот или струјата низ водот, кој ја ограничува понатамошната интеграција на ФЕЦ. На овој начин се овозможува зголемување на интеграцијата на ФЕЦ во ДМ без притоа да дојде до загрозување на техничките ограничувања во било кој час од денот.
На крајот, после добивање на резултатите од ГА во третата фаза, тие резултати се враќаат назад во фазата 1, за да се промени дијаграмот на оптоварување на потрошувачот кој учествувал со поместување на оптоварувањето, се прави нова анализа на тековите на моќност без ОИЕ, а резултатите се користат за последователни пресметки на напоните на јазлите и струите низ гранките после интеграцијата на ФЕЦ. Имајќи ги предвид тие резултати, ГА во фазата 1 повторно ја определува најголемата можна интеграција на ФЕЦ во ДМ, при која сите технички ограничувања се зачувани.

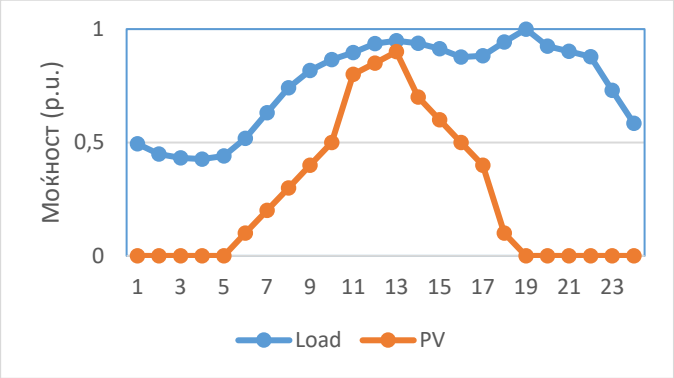
3. СТУДИЈА НА СЛУЧАЈ

Со цел да се процени ефикасноста на моделот, направена е анализа врз тест мрежата прикажана на Слика 2. За време на анализата, границите на напонските нивоа на секој од јазлите на ДМ се поставени на 1.1p.e.-0.9p.e., додека трајно дозволената струја на водовите во мрежата е ограничена на 145A.



Слика 2. Тест Дистрибутивна мрежа

Слика 3 илустрира историски дневен дијаграм на производство од ФЕЦ во период кога се јавува минимално оптоварување на ДМ, поконкретно ден од месец април, како и дијаграм на оптоварување на мрежата добиен од операторот на македонската дистрибутивна мрежа. Дополнително, Табела 1 ги покажува максималните комплексни моќности за секој од јазлите на ДМ. За оваа тест ДМ, јазлите 2, 3 и 5 се избрани за погодни локации за интеграција на ФЕЦ.



Слика 3. Дневна крива на оптоварување на ДМ и крива на производство на ФЕЦ

Табела 1. Комплексна моќност кај секој јазол од ДМ

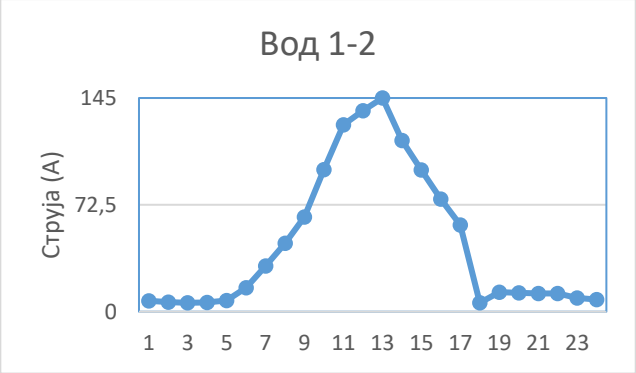
Јазол	Комплексна моќност [kVA]
1	400+j130
2	200+j70
3	180+j60
4	100+j30
5	140+j40

Разгледувани се три различни сценарија, каде во секое сценарио, процентот на оптоварување во мрежата кое учествува во програмата за управување на оптоварувањето е различно:

- Сценарио I: учество со 10% од дневното оптоварување
- Сценарио II: учество со 30% од дневното оптоварување
- Сценарио III: учество со 30% од дневното оптоварување

Искористувајќи ги ГА во првата етапа, за максималниот капацитет на интеграција на ФЕЦ во тест мрежата се добива вредност од 3228kW, поставени во јазелот 2, со што се постигнува границата на струјно оптоварување на водот 1-2.

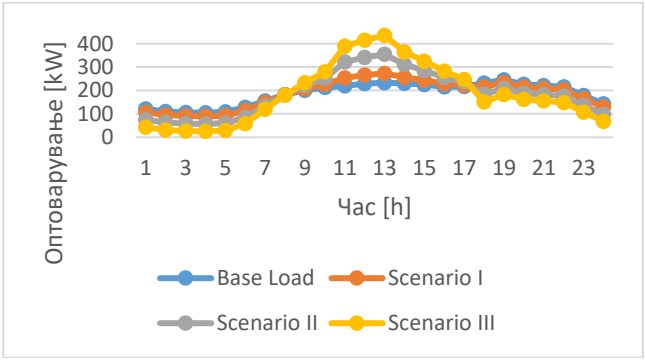
Струјниот профил на водот 1-2 е прикажан на Слика 4. Вредноста на матрицата a_{jk}^{i} за оваа ДМ е прикажана во Табела 2. Од Табела 2 може да се забележи дека оптоварувањето во јазелот 2 е електрички близу водот 1-2, и дека учеството на јазелот 2 во управување со оптоварувањето би довело до максимално зголемување на инсталираниот капацитет на ФЕЦ. За наредниот чекор, податоците од a_{jk}^{i} матрицата и од ГА, заедно со принципите од третата етапа, се употребуваат да се одредат дневните дијаграми на оптоварување кои би го максимизирале инсталираниот капацитет на ФЕЦ во ДМ. Со примена на ГА направено е поместување на флексибилните потрошувачи кај потрошувачот, со што генерирани се оптималните дијаграми на оптоварувања на потрошуачот во јазел 2 за сите три сценарија. На Слика 5, прикажани се овие криви на оптоварувања заедно со кривата на оптоварување во случај кога не е применето управување на оптоварувањето со потрошувачот.



Слика 4. Струен профил на вод 1-2

Табела 2. Параметри на електрична оддалеченост, изразедни во единечни вредности

		Јазол					
		0	1	2	3	4	5
Вод	0-1	0.87	0.12	0.12	0.13	0.13	0.13
	1-2	0.03	0.02	0.98	0.03	0.03	0.03
	1-3	0.40	0.40	0.40	0.60	0.60	0.60
	3-4	0.03	0.03	0.03	0.03	0.97	0.03
	3-5	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.98



Слика 5. Дневни дијаграми на оптоварување на јазелот 2, пред и по управување со оптоварувањето

Табела 3 јасно покажува како управувањето со оптоварувањето придонесува кон зголемување на можниот инсталиран капацитет на ФЕЦ. Исто така, овие резултати се од учеството на еден јазол, кој е електрички близу јазелот или водот кој го ограничува инсталираниот капацитет на ФЕЦ во ДМ. Доколку потрошувачот во јазел 2 не учествува со управување на оптоварувањето, максималниот капацитет на ФЕЦ кој што може да се инсталира во јазелот 2 е 3228 kW. Со учество на потрошувачот во јазел 2 во управување со оптоварувањето, доаѓа до зголемување на можниот инсталиран капацитет на ФЕЦ во јазелот. Во првото сценарио, електричната енергија со која учествува потрошувачот во поместувањето на оптоварување изнесува 440kWh, што доведува до 1.2% зголемување на инсталиран капацитет на ФЕЦ, односно 39 kW дополнителен капацитет на ФЕЦ. Во второто сценарио потрошувачот учествува со 1320kWh, што овозможува зголемување на инсталираниот капацитет за 4.05%, односно 131 kW дополнителен капацитет на ФЕЦ. Во последното сценарио, електричната енергија со која потропувачот учествува во поместувањето на оптоварувањето изнесува 2200kWh, што доведува до зголемување на инсталираниот капацитет за 6.8%, односно 218 kW дополнителен капацитет на ФЕЦ.

Табела 3. Можност за инсталиран капацитет на ФЕЦ во различни сценарија во јазел 2

Сценарио	Инсталиран капацитет без управување на оптоварувањето [kW]	Инсталиран капацитет со управување на оптоварувањето [kW]
I	3228	3267
II	3228	3359
II	3228	3446

4. ЗАКЛУЧОК

Целта на овај труд беше да се максимизира инсталираниот капацитет на ФЕЦ во ДМ преку развој на сеопфатна методологија. Методологијата инкорпорира нов пристап кон пресметката на напоните во јазлите и оптоварувањата по гранките, заменувајќи ја анализата на текови на моќност која одзема долго време. Во истражувањето употребен беше и нов пристап кон селекцијата на оптоварувањата кои би учествувале во поместувањето на оптоварувањето. Решението за инсталираниот капацитет на ФЕЦ во ДМ беше спроведено со и без учество на потрошувачите преку поместување на оптоварувањето. Проблемот со управувањето на оптоварувањето беше решен со употреба на генетски алгоритам. Користејќи тест ДМ за симулација, резултатите го истакнаа позитивното влијание на управувањето на оптоварувањето врз зголемувањето на можниот инсталиран капацитет на ФЕЦ во мрежата, како и намалувањето на бројот на потрошувачи кои би учествувале преку поместувањето на оптоварувањето со што би се намалиле трошоците поврзани со процесот на одзив на оптоварувањето.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Akshay Kumar Jain, Kelsey Horowitz, Fei Ding, Kwami Senam Sedzro, Bryan Palmintier, Barry Mather, Himanshu Jain, Dynamic hosting capacity analysis for distributed photovoltaic resources—Framework and case study, Applied Energy, Volume 280, 2020, 115633, ISSN 0306-2619, https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115633.

[2] Etherden, Nicholas, et al. "Calculating the hosting capacity of electrical network with high penetration of solar PV." 8th International Workshop on the Integration of Solar Power into Power Systems, 16–17 October 2018, Stockholm, Sweden. 2018.

[3] Etherden, Nicholas, et al. "Calculating the hosting capacity of electrical network with high penetration of solar PV." 8th International Workshop on the Integration of Solar Power into Power Systems, 16–17 October 2018, Stockholm, Sweden. 2018.

[4] Gaoxiang Ye, Jie Yang, Fangzhou Xia, Feifan Shao, Jingyou Xu, Ke Chen, Jing Tang, Yujie Zhou, Assessment of renewable energy hosting capacity in distribution networks considering demand-side management and network reconfiguration, International Journal of Low-Carbon Technologies, Volume 19, 2024, Pages 468–474, https://doi.org/10.1093/ijlct/ctae015.

[5] Gaoxiang Ye, Jie Yang, Fangzhou Xia, Feifan Shao, Jingyou Xu, Ke Chen, Jing Tang, Yujie Zhou, Assessment of renewable energy hosting capacity in distribution networks considering demand-side management and network reconfiguration, International Journal of Low-Carbon Technologies, Volume 19, 2024, Pages 468–474, https://doi.org/10.1093/ijlct/ctae015.

[6] Mahmoud, K., Naoto, Y. (2018). Optimal Siting and Sizing of Distributed Generations. In: Shahnia, F., Arefi, A., Ledwich, G. (eds) Electric Distribution Network Planning. Power Systems. Springer, Singapore. https://doi.org/10.1007/978-981-10-7056-3_6
[7] A. J. Conejo, J. Contreras, D. A. Lima and A. Padilha-Feltrin, "$Z_{\rm bus}$ Transmission Network Cost Allocation," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, no. 1, pp. 342-349, Feb. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2006.889138.
[8] M. Atanasovski, M. Kostov, G. Veljanovski and B. Arapinoski, "Mixed Method for Transmission Loss Allocation," 2023 IEEE Belgrade PowerTech, Belgrade, Serbia, 2023, pp. 1-6, doi: 10.1109/PowerTech55446.2023.10202708.

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R4-08

PRIKLJUČENJE FOTONAPONSKE ELEKTRANE ZA POTREBE NAPAJANJA VELIKOG POTROŠAČA ELEKTRIČNE ENERGIJE – STUDIJA SLUČAJA NAPAJANJA VELIKOG DATA CENTRA

CONNECTING A PHOTOVOLTAIC POWER PLANT FOR THE POWER SUPPLY NEEDS OF A LARGE ELECTRICAL ENERGY CONSUMER – CASE STUDY OF THE POWER SUPPLY OF A LARGE DATA CENTER

Ivan Vujović, Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet, Republika Srbija
Vladan Durković, Univerzitet Crne Gore – Elektrotehnički fakultet, Crna Gora
Željko Đurišić, Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet, Republika Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Na distributivnom i prenosnom nivou je planirano priključenje velikog broja fotonaponskih elektrana koje mogu pozitivno uticati na tokove snaga u mreži jer se priključenje vrši blizu mjesta potrošnje električne energije. Pored fotonaposnkih elektrana postavljenih na krovovima stambenih i industrijskih objekta, očekuje se i priključenje većih fotonaponskih elektrana u blizini većih potrošača električne energije. S obzrom da je za potrebe snabdijevanja električnom energijom većih potrošača implementirana elektroenergetska infrastrukura, priključenje većih fotonaponskih elektrana je opravdano, a tehnički zadovoljavajuće, izvršiti iskorišćenjem postojeće elektroenergetske opreme. Karakteristika fotonaponskih elektrana je da zauzimaju relativno velike zemljane površine. Razvod elektroenergetske mreže u okviru fotonaponskih elektrana je potrebno uskladiti sa postojećom elektroenergetskom infrastrukturom većih potrošača. U ovom radu će biti ispitane dvije varijante dizajna velike fotonaponske elektrane u cilju napajanja velikog potrošača električne energije. S obzirom na značaj prenosa, obrade i skladištenja podataka, u radu je pretpostavljeno da je veliki potrošač električne energije Data Centar.

Ključne riječi: Data Centar, fotonaponska elektrana, transformator, dijagram potrošnje, dijagram proizvodnje

ABSTRACT

At the distribution and transmission level, the connection of a large number of photovoltaic power plants is planned which can have a positive effect on the power flows in the network, because the connection is carried out close to the electrical energy consumers. In addition to photovoltaic power plants installed on the roofs of residential and industrial objects, it is also expected to connect larger photovoltaic power plants near major electrical energy consumers. Given that an electrical energy infrastructure has been implemented for the needs of electrical energy supply to larger consumers, the connection of larger photovoltaic power plants is justified, and technically satisfactory, by using the existing power equipment. The characteristic of photovoltaic power plants is that they occupy relatively large land áreas. Distribution of the electric power network within the photovoltaic power plants needs to be aligned with the existing electric power infrastructure of larger consumers. In this paper, two variants of the design solution for a large photovoltaic power plant in order to supply a large electrical energy consumer will be examined. Given the importance of data transmission, processing and storage, it is assumed that the Data Center is a major consumer of electrical energy.

Key words: Data Center, photovoltaic power plant, transformer, electrical energy consumption diagram, generated electrical energy diagram

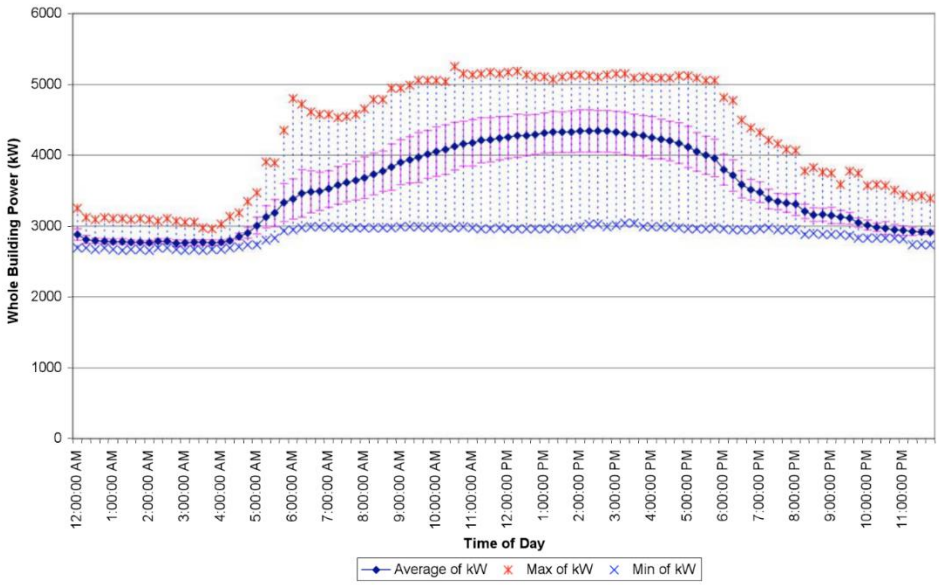
Ivan Vujović – vi205041p@student.etf.bg.ac.rs,
Vladan Durković – vladan.d@ucg.ac.me,
Željko Đurišić – djurisic@etf.rs

1. UVOD

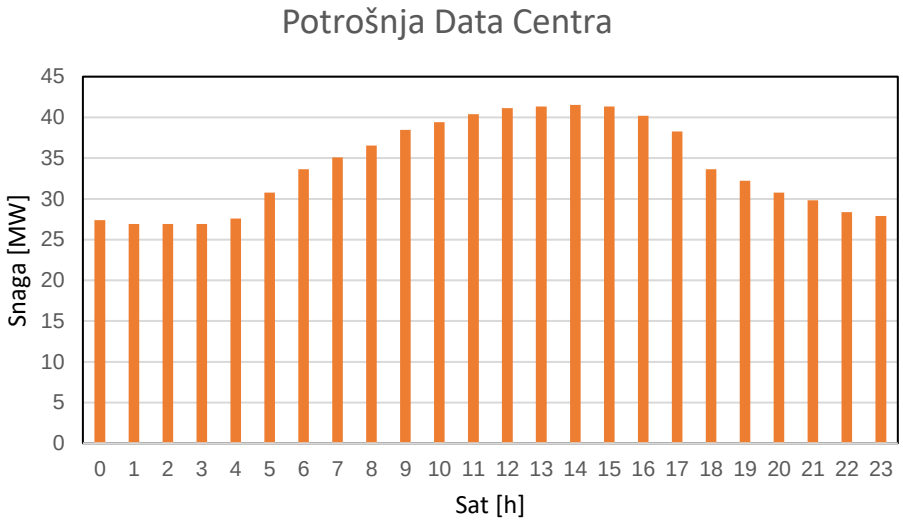
Veliki potrošači električne energije, prije svega zbog smanjenja gubitaka električne energije i ekonomske isplativnosti funckionisanja, zahtijevaju proizvodne kapacitete koji se nalaze u neposrednoj blizini. Kako se svijet kreće ka potpunoj dekarbonizaciji, generisanje električne energije iz obnovljivih izvora sve je više prisutno, a izgradnja kapaciteta koji koriste fosilna goriva u drastičnom smanjenju. Iako postoji mnoštvo finansijski isplativih obnovljivih izvora, dominantno se, zbog dostupnosti resursa, izgrađuju vjetro i solarne fotonaponske elektrane. S tim u vezi, prilikom odabira mjesta izgradnje velikog potrošača električne energije od posebne je važnosti voditi računa o vjetro ili solarnom potencijalu lokacije. Ako je potrošač, odnosno infrastruktura preko koje je povezan na elektroenergetski sistem (EES) već izgrađena na određenoj lokaciji i funkcionalna, onda je neophodno sagledati da li je dugoročno isplativo korsititi postojeću infrastrukturu za povezivanje drugačijih potrošača i izvora električne energije na EES. Napajanje velikog potrošača se, u većoj ili manjoj mjeri, može vršiti direktno iz izvora električne energije, pri čemu se manjak električne energije nadoknađuje iz EES-a, odnosno višak plasira u EES.
Trend centralizacije i integracije servisa informaciono komunikacionih tehnologija (ICT) uslovio je izgradnju velikih data centara (DC). Ovi objekti i prateća infrastruktura su od vitalnog značaja za funkcionisanje telekomunikacionih provajdera, finansijskih istitucija, velikih korporacija, gradova, regija pa i država u kojima su izgrađeni. Zbog važnosti njihovog nesmetanog i neprekidnog funkcionisanja potrebno je obezbijediti redundansu u napajanju, komunikaciji i održavanju optimalnih uslova za rad opreme u objektu. Nivo pouzdanosti i dostupnosti servisa definiše nivo samog DC-a. Jedna od čestih podjela nivoa DC-a vrši se na osnovu električnih i mehaničkih karakteristika sistema implementiranih za potrebe funkcionisanja objekta [1], [2]. Veliki DC-i se praktično uvijek grade za nivoe 3 ili 4, eventualno 5, mada ovaj nivo još uvijek nije standardizovan. Ispunjavanje uslova za postizanje ovih nivoa podrazumijeva implementaciju obimne elektroenergetske infrastrukture pa je poželjno maksimalno iskoristiti postojeću infrastrukturu, ako je dostupna. Postojeću infrastrukturu treba iskoristiti i za povezivanje obnovljivih izvora električne energije.
Za lokaciju objekta DC-a predložen je dio prostora nekadašnjeg kombinata aluminijuma u Podgorici (KAP). Na većini površine kompleksa KAP-a bila bi postavljena fotonaponska elektrana (FNE) snage 100 MWp. Ovaj prostor predstavlja neiskorišćeno, neplodno zemljište, u dijelu hemijski kontaminirano, koje je pogodno za eksploataciju u cilju proizvodnje električne energije iz FNE. Pristup lokaciji obezbijeđen je sa četiri strane, od čega su sa sjeverne i istočne strane saobraćajnice bulevarskog tipa, a sa južne i zapadne lokalni putevi. Deponija crvenog mulja je izdignuta iznad ostalog dijela prostora. Takođe, dio elektroenergetske infrastrukture izgrađene za potrebe snabdijevanja bivšeg KAP-a električnom energijom dostupan je za povezivanje objekta DC-a i FNE na EES. Pogodnost lokacije su i 110 kV naponski vodovi koji povezuju elektroenergetsko postrojenje KAP-a sa 400/110 kV/kV postrojenjem “Podgorica 2” u naselju: “Mareza” u Podgorici.
U drugom poglavlju rada biće prikazan i analiziran dnevni dijagram potrošnje realnog DC-a. Treće poglavlje odnosi se na proračun FNE koja napaja taj DC, i to u dvije varijante. Mogućnost iskorišćenja postojeće elektroenergetske infrastrukture u cilju međusobnog povezivanja FNE i DC-a, odnosno povezivanja na EES analizirani su u poglavlju četiri. Poglavlje pet odnosi se na predloge popunjavanja dnevnog dijagrama opterećenja DC-a u periodima kada nema proizvodnje električne energije iz FNE. Na kraju je dat zaključak rada i potencijalne smjernice za buduće istraživanje.

2. DIJAGRAM OPTEREĆENJA DATA CENTRA

Potrebna električna energija za funkcionisanje DC-a zavisi od mnoštva parametara i posmatranog vremenskog okvira. Na dnevnom nivou, zavisno od doba dana, utrošak električne energije je proporcionalan aktivnostima korisnika servisa koje DC nudi. Profil dnevne potrošnje jednog DC-a prikazan je na slici 1 [3]. Instalisana snaga ovog objekta je 5,2 MW. Skaliranjem vrijednosti sa grafika za koeficient 9,615 dobija se grafik prikazan na slici 2 koji odgovara instalisanoj snazi od 50 MW. Ova snaga je uzeta na osnovu pretpostavke o potrebi izgradnje velikog, integralnog DC-a na nivou države koji bi imao 1000 rekova, a uređaji u svakom od njih imali bi na raspolaganja maksimalno 50 kW *Alternatig Currrent* (AC) ili *Direct Current* (DCU) snage potrebne za buduće servise koji koriste algoritme vještačke inteligencije [4].



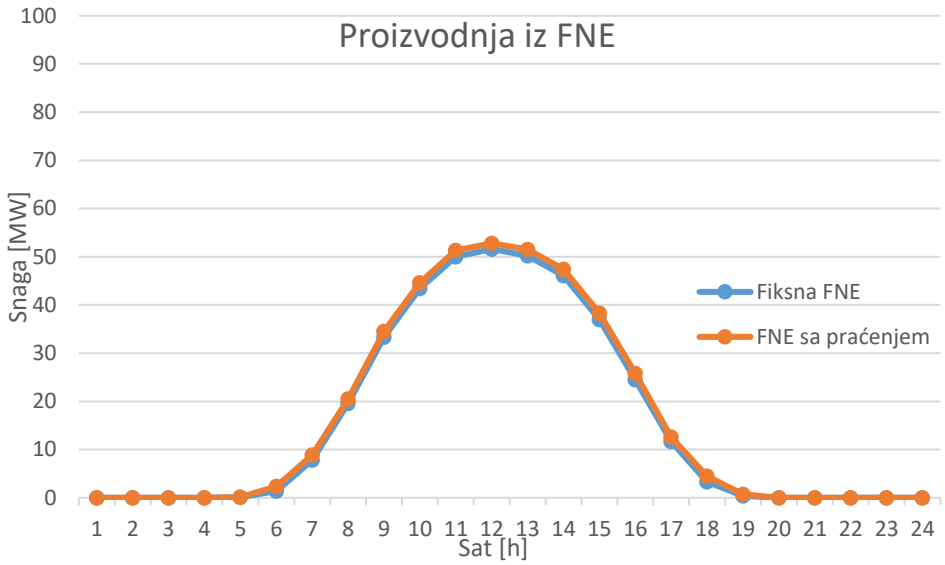
Slika 1. Profil potrošnje DC-a na dnevnom nivou [3]



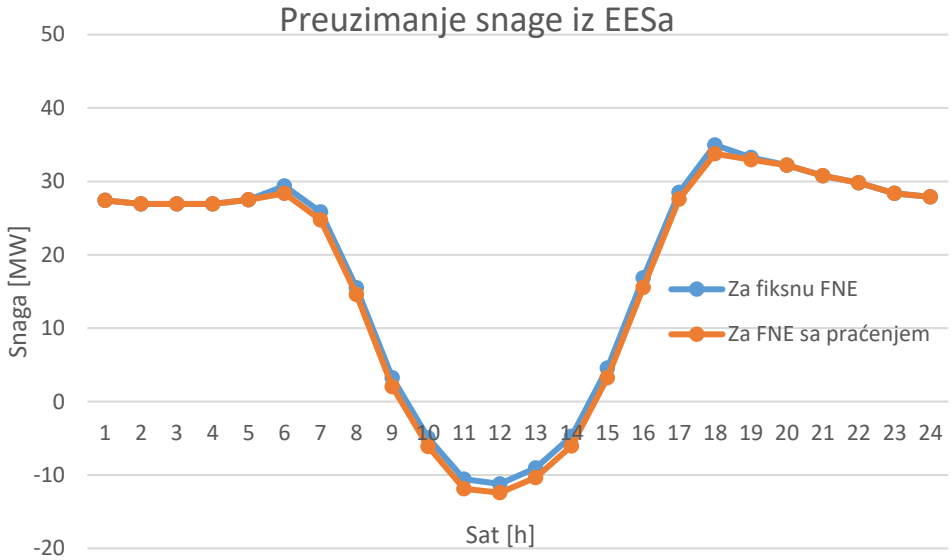
Slika 2. Profil potrošnje DC-a na dnevnom nivou sa skaliranim vrijednostima

3. PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ FOTONAPONSKE ELEKTRANE

Predviđena snaga FNE je 100 MWp. Razmatrana je proizvodnja za dva slučaja. U prvom slučaju, fotonaponski paneli su postavljeni statično (fiksna FNE), okrenuti prema jugu (azimutni ugao od 0˚) i pod nagibom od 20°. Razmak između redova panela je 8,8 metara. U drugom slučaju, paneli su pokretni po jednoj osi (FNE sa praćenjem). Dva panela postavljena uspravno čine širinu jednog fotonaponskog reda. Rastojanje između redova panela je 8,8 metara. Generisana snaga FNE na satnom nivou, za karakteristični dan, prikazana je na slici 3. Slika 4 predstavlja grafik preuzimanja snage na satnom nivou iz EES-a od strane DC-a imajući u vidu grafik opterećenja DC-a prikazan na slici 2. U toku najvećeg dnevnog opterećenja, za karakterističan dan, FNE predaje EES-u dio proizvedene električne energije i time rasterećuje sistem, a DC doprinosi izjednačavanju krive dnevnog dijagrama potrošnje EES-a zbog preuzimanja električne energije u toku noći tj. kada nema proizvodnje iz FNE.



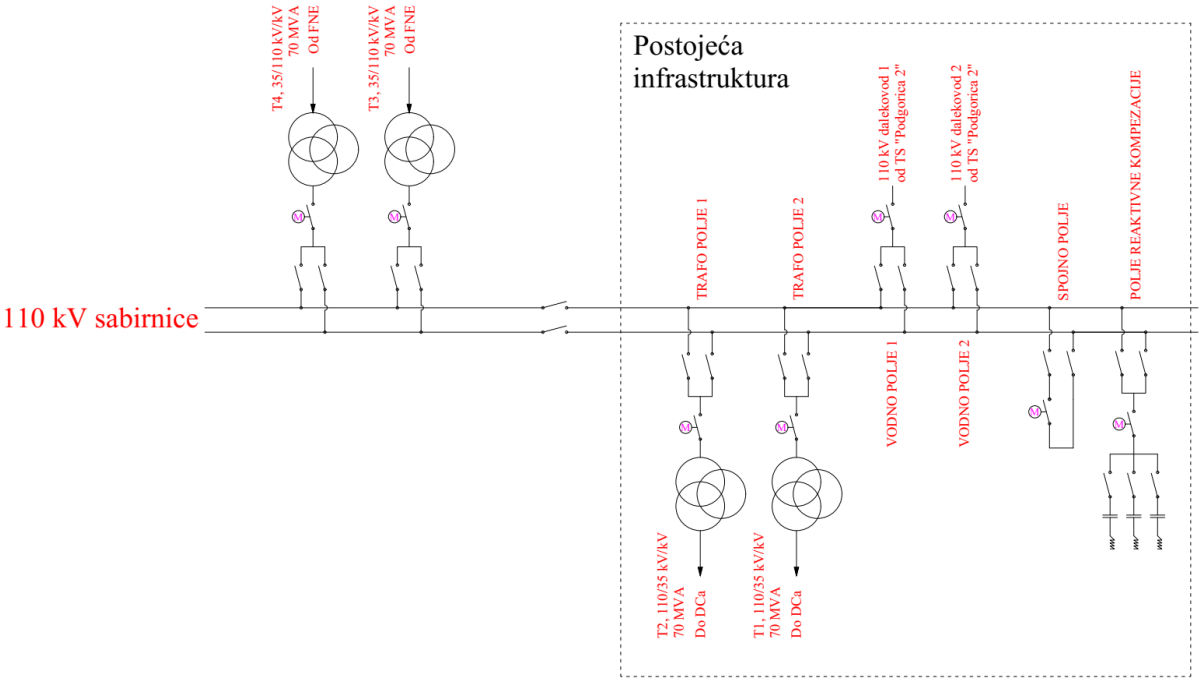
Slika 3. Generisana snaga na satnom nivou fiksne i FNE sa praćenjem za karakterističnu dan



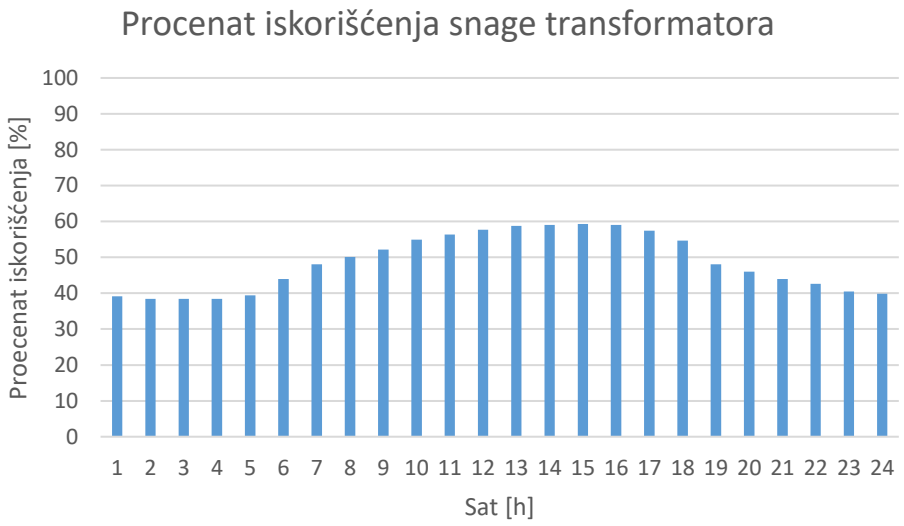
Slika 4. Preuzeta snaga na satnom nivou iz EES-a od strane DC-a za karakterističan dan

4. PREDLOG POVEZIVANJA DATA CENTRA I FOTONAPONSKE ELEKTRANE NA EES

Na pomenutoj lokaciji KAP-a dostupna su dva elektroenergetska transformatora 110/35 kV/kV snage po 70 MVA [5], kao i ostala oprema (sabirnice, prekidači, rastavljači) koja je dimenzionisana za snagu od 325 MVA koliko je nekada bila snaga industrijskog kompleksa KAP-a, kao i dva 110 kV voda iz trafo stanice (TS) “Podgorica 2” od kojih svaki ima propusnu moć od 245,8 MVA [6]. S obzirom da bi instalisana snaga DC-a bila 50 MW, a FNE 100 MW, svi nabrojani elementi postojećeg elektroenergetskog postrojenja mogu biti iskorišćeni. Predlog korišćenja je prikazan na slici 5. Povezivanje FNE na EES predviđeno je na 110 kV nivou, upotrebom novih transformatora 35/110 kV iste snage kao što su transformatori namijenjeni za napajanje DC-a. Elektroenergetske potrebe DC-a može snabdjeti i jedan transformator, ali je, zbog postizanje redundanse u napajanju sve do naponskog nivoa od 400 kV, potrebno da postoje dva transformatora, pri čemu oba preuzimaju po polovinu opterećenja DC-a, a u slučaju ispada jednog od njih, drugi ima dovoljno snage da preuzme cjelokupno opterećenje. Slika 6 prikazuje grafik procentualnog dnevnog opterećenja jednog od transformatora u slučaju kada su oba u funkciji, a kada je potrošnja električne energije DC-a određena grafikom sa slike 2.



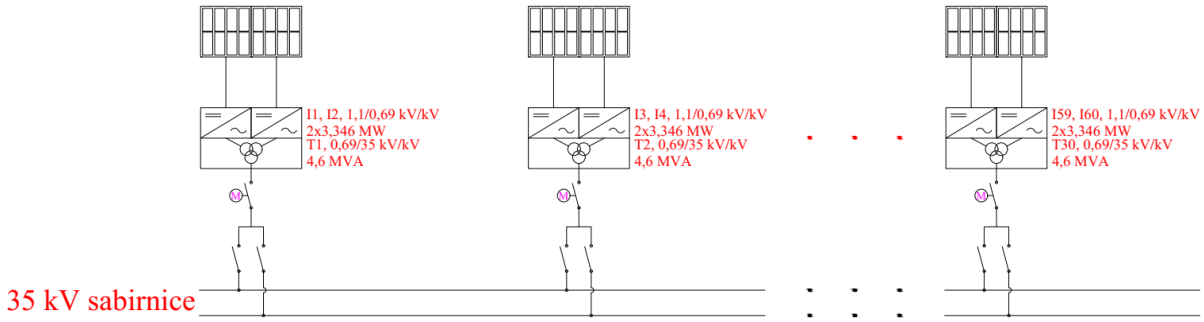
Slika 5. Predlog iskorišćenja postojeće elektroenergetske infrastrukture industrijskog kompleksa KAP-a



Slika 6. Dnevno opterećenje jednog od transformatora za DC

Kao što se na grafiku može vidjeti prosječno procentualno opterećenje transformatora u normalnom režimu rada ne prelazi 60% instalisane snage. Dakle, transformatori rade optimalno opterećeni, što je veoma značajno s obzirom na njihovu starost. Predlog realizacije razvodnog postrojenja DC-a predstavljen je u [7]. Priključenje FNE na EES može biti realizovano kako je prikazano na slici 7. Povezivanje fotonaponskih panela vrši se u objektima koji sadrže invertore, transformator i srednjenaponsko razvodno postrojenje [8]. Rešenje podrazumijeva upotrebu 30 ovakvih objekata.

Proizvedena električna energija iz FNE koristi se direktno za napajanje DC-a, a u slučaju viška, i ostalih potrošača koji su vodovima povezani sa sabirnicama razvodnog postrojenja. Kada je proizvedena električna energija nedovoljna ili je uopšte nema, DC se napaja iz EES-a.



Slika 7. Predlog priključenja FNE na EES

5. PREDLOG POPUNJAVANJA DNEVNOG DIJAGRAMA OPTEREĆENJA DATA CENTRA

Izgradnja FNE nije dovoljna za konstantno napajanje DC-a, prije svega zbog činjenice da, koliko god bila instalisana snaga, preko noći ta elektrana ne generiše električnu energiju. Posebnim ugovorom, ili ugovorom na osnovu prethodno definisanih pravila, sa proizvođačima električne energije, operatorima prenosne i distibutivne mreže, moglo bi se postići da cijena proizvedene električne energije iz FNE na nivou godine bude jednaka cijeni preuzete električne energije iz EES-a za napajanje DC-a. Međutim, tada bi instalisana snaga FNE morala biti višestruko veća od maksimalne snage DC-a, a cijena električne energije koju proizvodi bila bi manja jer će i ostale planirane FNE na području Crne Gore, u istom vremenskom intervalu, plasirati proizvedenu električnu energiju u EES.
Postoji i mogućnost napajanja DC-a preko baterijskog *back-up*a. U vremenskim periodima kada je proizveden višak električne energije iz FNE ili kada su niže cijene električne energije na tržištu, punili bi se baterijski kapaciteti, a kada je proizvodnja nedovoljna ili je uopšte nema (tokom noći) i kada je cijena električne energije na tržištu visoka, baterije bi snabdijevale DC potrebnom električnom energijom. Ovo rešenje je tehnički i finansijski veoma zahtjevno i, za sada, ne opravdava uložena sredstva. Električna energija skladištena u baterijama može se iskoristiti i za održavanje stabilnosti EES-a u slučaju pojave poremećaja.
Snabdijevanje DC-a električnom energijom, osim iz FNE, može se realizovati i angažovanjem gasne ili hidro elektrane. Električna energija proizvedena u ovim elektranama se, kada FNE proizvodi dovoljno električne energije za napajanje DC-a, plasira EES-u. Kada FNE ne proizvodi dovoljno električne energije ili je ne proizvodi uopšte, DC preuzima potrebnu električnu energiju iz ovih elektrana.
Izgradnjom proizvodnih kapaciteta obnovljivih izvora električne energije, recimo vjetroelektrane, na lokaciji koja nije direktno povezana sa razvodnim postrojenjem DC-a i plasiranjem proizvedene električne energije u EES na mjestu koje je udaljeno od DC-a, dok sam DC preuzima električnu energiju iz EES-a, može se postići prostorna kompezacija proizvodnje i potrošnje električne energije.
Dio opreme u DC-u napaja se preko ispravljačkih blokova. Realizacijom DC/DC konvertora koji vrše transformaciju sa srednjenaponskog DCU nivoa na niskonaponski DCU nivo može se postići napajanje ove opreme bez učešća AC transformatora, odnosno bez DC/AC i AC/DC i konverzije.

6. ZAKLJUČAK

Velikim DC-ima je potrebna velika količina električne energije koja mora biti konstantno dostupna. Kriva potrošnje električne energije ovakvih objekata varira na dnevnom nivou, zavisno od: lokacije, godišnjeg doba, meteoroloških uslova okoline i mnoštva drugih parametara. Sa aspekta potrošnje električne energije, u tehničkom smislu, idealan slučaj bi bio da se DC napaja iz obnovljivih izvora električne energije takve instalisane snage da, na godišnjem nivou, cijena plasirane električne energije u EES koja je generisana u ovim izvorima bude jednaka cijeni preuzete električne energije iz EES-a od strane DC-a. Međutim, takvo rešenje je najčešće, u finansijskom smislu, neisplativo, jer je neophodno izgraditi objekte instalisane snage koja višestruko premašuje maksimalnu snagu DC-a.
Na područjima gdje je velika vrijednost insolacije, kao što je Crna Gora, a posebno dio oko glavnog grada Podgorice, pogodno je izgraditi kapacitete FNE. Kako fotonaponski paneli zauzimaju velike zemljane površine, opravdano ih je implementirati na mjestima gdje je zemljište neupotrebljivo za neke druge djelatnosti, a prije svega, za poljoprivredu. Prostor nekadašnjeg KAP-a predstavlja lokaciju koja zadovoljava sve parametre za izgradnju FNE. Tim prije što je sačuvano i funkcionalno elektroenergetsko postrojenje nekadašnjeg kompleksa fabrike, kao i vodovi koji ovo postrojenje povezuju sa važnim čvorištem prenosnog sistema, TS “Podgorica 2”.
U radu je opisano kako se praktično mogu iskoristiti energetski transformatori, vodovi i drugi elementi postojećeg elektroenergetskog postrojenja čija je funkcija bila povezivanje na EES sada djelimično ili potpuno nefunkcionalnog industrijskog kompleksa za povezivanje velikog potrošača električne energije tj. DC-a i FNE na EES. Dat je predlog postavljanja fotonaponskih panela na zemljištu gdje je bio stacioniran industrijski kompleks,

a koje je velikim dijelom hemijski kontaminirano. Proračun generisane snage za dva tipa FNE pokazuje da je, za karakterističan dan, u periodu najvećeg opterećenja DC-a (od 9:30 do 14:30), moguće direktno snabdijevanje potrošača iz izvora. Višak generisane električne energije se može distribuirati drugim potrošačima ili plasirati u EES. Time je EES rasterećen u najnepovoljnijem dijelu dana. Tokom ostalih perioda dana, FNE proizvodi manje ili ni malo električne energije koja je potrebna DC-u. Tada se električna energija preuzima iz EES-a ili dobija na neki od opisanih načina za popunjavanje dnevnog dijagrama opterećenja DC-a. Krive generisane snage iz fiksne i FNE sa praćenjem praktično se poklapaju što upućuje na to da je tehnički i ekonomski efikasnije implementirati fiksnu FNE.

LITERATURA

[1] Turner W P IV, Seader J H, P E, Brill K G, 2001, "Tier classifications define site infrastructure performance", "The Uptime institute"
[2] Switch company, 2024, "Tier 5 platinum data centers", www.switch.com/tier-5/
[3] Ghatikar G, Piette M A, Fujita S, McKane A, Dudley J H, Radspieler A, 2010, "Demand Response and Open Automated Demand Response Opportunities for Data Centers", "Lawrence Berkeley National Laboratory", "California Energy Commission, PIER Program and Pacific Gas and Electric Company (PG&E)"
[4] Huawai, 2023, "Top 10 Trends of Data Center Facilities", "White paper"
[5] Tošić Jokić A, Džuver M, 2019, "Izmjene i dopune DUP-a "Industrijska zona KAP-a" u Podgorici", "Ministarstvo održivog razvoja i turizma Crne Gore"
[6] Marković S, Dobrijević Đ, Šijaković B, Vuković O, Leković B, 2021, "Ažurirani plan razvoja prenosnog sistema Crne Gore 2020-2029", "Elektroenergetski koordinacioni centar, Crnogorski elektroprenosni sistem"
[7] Vujović I, Đurišić Ž, Stojanović Z, 2022, "Predlog realizacije razvodnih postrojenja velikih Data Centara", "Energija, Ekonomija, Ekologija", "broj: 1", strana: 1-7
[8] ABB, 2018, "Solar inverters, ABB megawatt station PVS980-MWS", "Technical document"

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R4-09

ODREĐIVANJE HOSTING CAPACITY (HC) U DISTRIBUTIVNOJ MREŽI

DETERMINING HOSTING CAPACITY (HC) IN DISTRIBUTION GRID

Luka KALJEVIĆ, CEDIS D.O.O., Crna Gora

KRATAK SADRŽAJ

Povećana potražnja za električnom energijom dovela je do velikog broja ugradjenih fotonaponskih generatora unutar distributivne mreže. Maksimalna količina distribuiranih izvora električne energije koju data distributivna mreža može da primi bez izazivanja tehničkih problema ili bez potrebe za modifikacijama infrastrukture je definisana kao hosting capacity (HC). Veliki broj priključenja fotonaponskih generatora može izazvati promjene u kvalitetu električne energije na distributivnoj mreži. Zbog toga se ukazala potreba za studijama o hosting capacity (HC), da bi se poboljšale perfomanse, stabilnost, otpornost mreže i kako bi se procjenio maksimalan broj priključenja. U ovom radu se razmatra način proračuna kapaciteta generisanja hostinga (HC), gdje se uzema u obzir operativna fleksibilnost mreže. Pri proračunima se vodi računa o skupu ograničavajucih faktora – kapaciteti vodova i transformatora, promjene napona, ograničenja distributivne mreže, fleksibilnost, varlijabilnost proizvodnje kod fotonaponskih sistema i dr. Ti proračuni omogućavaju sigurna priključenja fotonaponskih Sistema na distributivnu mrežu.
U radu ćemo koristiti PSS Sincal integrisani modul za analizu kapaciteta**,** komercijalno dostupan alat za HC kalkulaciju. PSS Sincal-ov modul za HC kalkulaciju automatski određuje maksimalnu proizvodnju ili kapacitet opterecenja koji se može instalirati nezavisno na svakoj tački distributivnog sistema. Ovaj alat koristi determinističku metod (i to metodu vremenske serije), koji omogućava preciznije analize distributivne mreže. Metoda vremenski serija se bazira na proračunu protoka snage tokom vremena, što je posebno korisno pri planiranju i upravljanju distributivnim mrežama u promjenljivim uslovima.

Ključne riječi: hosting capacity, distributivna mreža, distribuirani izvori električne energije

ABSTRACT

The increased demand for electricity has led to a large number of installed photovoltaic generators within the distribution network. The maximum amount of distributed sources of electricity that a given distribution network can receive without causing technical problems or without the need for infrastructure modifications is defined as hosting capacity (HC). A large number of photovoltaic generator connections can cause changes in the quality of electricity on the distribution network. For this reason, the need for studies on hosting capacity (HC) emerged, in order to improve the performance, stability, resilience of the network and to estimate the maximum number of connections. This paper discusses the method of calculating the hosting generation capacity (HC), where the operational flexibility of the network is taken into account. Calculations take into account a set of limiting factors - line and transformer capacities, voltage changes, distribution network limitations, flexibility, variability of production in photovoltaic systems, etc. These calculations enable safe connections of photovoltaic systems to the distribution network.
In the work, we will use the PSS Sincal integrated module for capacity analysis, a commercially available tool for HC calculation. PSS Sincal's HC calculation module automatically determines the maximum generation or load capacity that can be installed independently at each point of the distribution system. This tool uses a deterministic method (time series method), which enables more precise analysis of the distribution network. The time series method is based on the calculation of power flow over time, which is particularly useful in planning and managing distribution networks in changing conditions.

Key words: hosting capacity, distribution networks, distributed energy resources

Luka Kaljević, luka.kaljevic@cedis.me

1. UVOD

Svako izračunavanje hosting capacity (HC) počinje sa analizom postojećeg električnog opterećenja mreže. To uključuje razumjevanje cjelokupnog profila opterećenja distributivne mreže. Potrebno je procjeniti postojeću infrastukturu distributivne mreže i utvrditi kapacitet, ograničenja i potencijal za nadogradnju ili pojačanje.
Procjena kapaciteta hostinga može se izvršiti korišćenjem mnogo različitih metoda. Svaka od ovih metoda ima svoje prednosti i mane. Najpouzdanije je korišćenje determinističkog metoda prilikom analize elektroenergetske mreže i njenih veza, naročito ako je profil generatora poznat ili se može predvidjeti
U analizi se mora voditi računa da nivo napona na distributivnoj mreži uvjek ostane unutar prihvatljivih granica i posle dodatka nove generativne snage.
Proračuni hosting capacity HC moraju biti uskladjeni sa standardima koje uspostavio operator distributivnog sistema i regulator. Obezbjedjivanjem standarda održavamo pouzdanost i bezbjednost distributivne mreže.
U ovom radu fokusirat ćemo se isključivo na analizu i proračun strujnog opterećenja vodova i proračun uticaja distribuiranih izvora na vrijednost napona. Ovaj pristup će nam omogućiti dublju analizu specifičnih karakteristika vodova i njihovih performansi.
Tradicionalno, hosting capacity se određuje čvor po čvor, što zahteva analizu toka snage za svaki.

2. METODE IZRAČUNAVANJA HOSTING CAPACITY

Priključenje distribuiranih izvora (DG) na distributivnu mrežu može uticati na maksimalnu snagu te mreže. Kad analiziramo maksimalnu snagu, možemo je posmatrati kao niz vrijednosti snage u odredjenom intervalu. Priključenje DG na distributivnu mrežu može značajno uticati na mrežu povećavanjem ukupno dostupne snage u mreži i sposobnosti mreže da prihvati više novih distributivnih snaga bez narušavanja stabilnost mreže.

2.1.1 Metoda ručnog izračunavanja HC za potrebe proračuna preopterećenja radijalne distributivne mreže

U ovom radu ćemo prikazati kako da odredimo maksimalnu snagu $P_{gen,max}$, koja se može priključiti na distributivnu mrežu, a da pri tome ne nastupi nedozvoljena promjena parametara od interesa.
Da bi objasnili metodu ručnog izračunavanja HC, prije svega, razmatra se distributivni vod koji radi radialno, sa ukupnom potrošnjom jednakom $P_{cons}(t)$ i ukupnom prouzvodnjom $P_{gen}(t)$. Reaktivna snaga se zanemaruje, pa je ukupan tok snage:

$$P(t) = P_{cons}(t) - P_{gen}(t)$$

Uslov hosting capacity-a je da maksimalna snaga koja se može dozvoliti da teče duž dionice voda ne sme biti veća od maksimalno dozvoljene snage $P_{n,izvod}$ za date parametre voda.

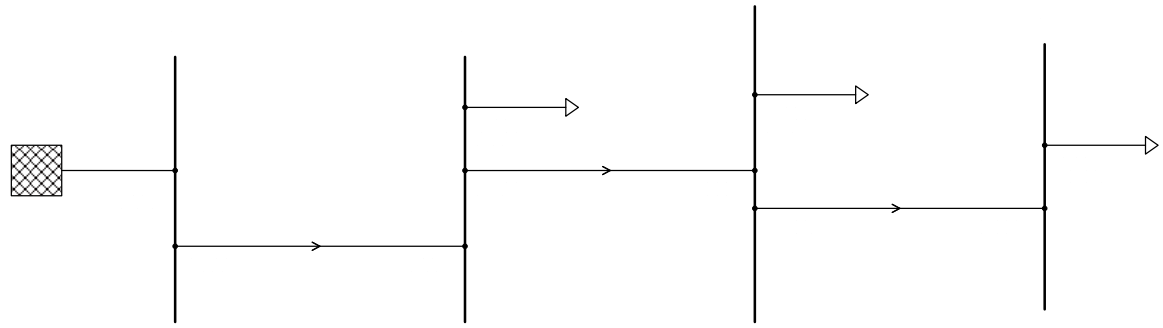
$$P_{max} = P_{gen,max} - P_{cons,min}$$

$$P_{n,izvod} = \sqrt{3} \cdot I_n \cdot U_{ns}$$

$$P_{gen,max} - P_{cons,min} \leq P_{n,izvod}$$

$$P_{gen,max} \leq P_{n,izvod} + P_{cons,min}$$

Naše analize i izračunavanja vrijednosti parametara radićemo na modelu izvoda 10kV sa četiri čvora, gdje ćemo predpostaviti da kroz mrežu teče samo aktivna snaga (Slika 1.)



Slika 1 – Primjer radijalnog voda 10kV

U tabeli imamo podatke za parametre za svaku dionicu pojedinacno izabranog izvoda

Dionica	AB	BC	CD
Tip	NA2XS(F)2Y	NA2XS(F)2Y	Al/Fe uže
Poprečni presjek provodnika(mm^2)	240	150	35
Dužina dionice (km)	1	1	0.5
Naznačeno strujno opterećenje In(A)	413	315	170
Naznačena snaga Pn,izvod (MVA)(MW)	7.15	5.46	2.94

Tabela 1 – Parametri po dionicama izvoda prikazanog na Slika 1

Čvor	B	C	D
Popt,max(MW)	2	3,5	2,5
Popt,mix(MW)	0,5	0,9	0,7

Tabela 2 – Podaci o potrošnji u čvorovima

Uslov ćemo dobiti primjenom formule $P_{gen,max} \leq P_{n,izvod} + P_{cons,min}$, tako da dobijamo rezultate za svaku dionicu:
Maksimalna snaga do koje neće doći do preopterećenja dionice CD je

$$P_{gen,max} \leq P_{n,izvod} + P_{cons,min} = 2{,}94 + 0{,}7 = 3{,}64MW$$

Maksimalna snaga do koje neće doći do preopterećenja dionice BC je

$$P_{gen,max} \leq P_{n,izvod} + P_{cons,min} = 5{,}46 + (0{,}7 + 0{,}9) = 7{,}06MW$$

Maksimalna snaga do koje neće doći do preopterećenja dionice AB je

$$P_{gen,max} \leq P_{n,izvod} + P_{cons,min} = 7{,}15 + (0{,}7 + 0{,}9 + 0{,}5) = 9{,}25MV$$

2.1.2 Proračun uticaja DG na vrijednost napona

Pri projektnovanju distributivne mreže prevencija nedozvoljenih padova napona je ozbiljno pitanje. Priključivanje DG-a je promjenilo situaciju tako da su i prenaponi postali veoma važni.

Posmatraćemo radijalan napajan vod, impedanse $\underline{Z} = R + jX$ na čijem kraju su potrošači ukupne prividne snage $\underline{S_1} = P_1 + jQ_1 = \underline{S_p} = P_p + jQ_p$ pri naponu $\underline{U_1}$. Vrijednost snage i napona na početku izvoda su $\underline{S_0}$ i $\underline{U_0}$.

Linijska vrijednost pada napona $\underline{\Delta U}$ duž voda iznosi:

$$\Delta U = \underline{U_0} - \underline{U_1} = \frac{R \cdot P_1 + X \cdot Q_1}{\underline{U_1^*}} + j\frac{X \cdot P_1 - R \cdot Q_1}{\underline{U_1^*}}$$

Neka je na kraju radialnog voda priključen distribuirani generator, koji proizvodi snagu $\underline{S_{DG}} = P_{DG} + jQ_{DG}$. Ako usvojimo da je $\underline{U_1} = U_1 \angle^0$, pad napona duž voda nakon priključenja DG biće

$$\Delta U = = \frac{R \cdot (P_p - P_{DG}) + X \cdot (Q_p - Q_{DG})}{U_1} + j\frac{X \cdot (P_p - P_{DG}) - R \cdot (Q_p - Q_{DG})}{U_1}$$

Ako bi DG radio prema mreži sa cosφ=1 onda bi bilo $Q_{DG} = 0$, a ako bi DG uzimao reaktivnu snagu iz mreže tada bismo snagu Q_{DG} uvrstili sa negativnim predznakom, odnosno, u prethodnom izrazu umjesto člana $(Q_p - Q_{DG})$ pisali bi $(Q_p + Q_{DG})$.

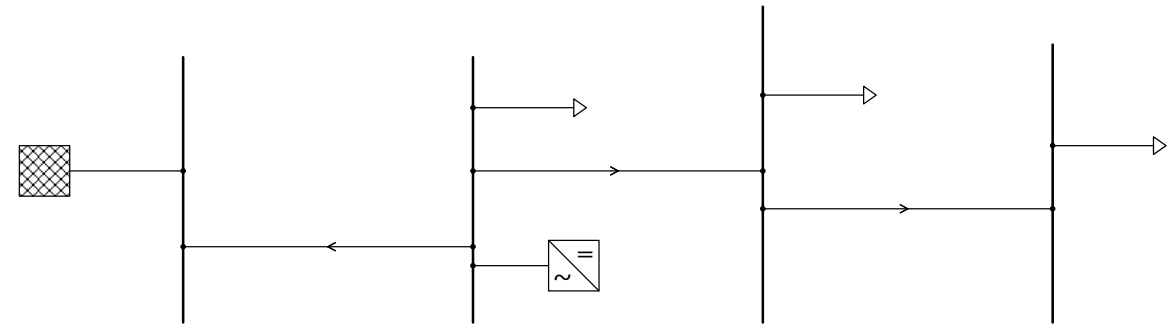
2.2 Metoda izračunavanja HC pomoću PSS Sincal

Ručno izračunavanje maksimalne snage distributivne mreže može biti složen process, zato se koriste specijalizirani softverski alati za proračune.
Postoji širok spektar komercijalnih i nekomercijalnih softverskih programa dostupnih za simulaciju i analizu elektroenergetskog sistema.
PSS Sincal je program za simulaciju elektroenergetskog sistema u vlasništvu Siemens-a. Može se koristiti za planiranje, modeliranje i analizu različitih mreža kao što su distributivni, prenosni i drugi sistemi.
Pomoću ovog softvera možemo odrediti pojedinačne maksimalne snage na radijalnom izvodu sa Slike 1. koje možemo priključiti na čvorovima, a da ne dođe do preopterećenja dionice koja napaja posmatrani čvor ili značajnog porasta napona na nekom od čvorova.
Nakon ovog koraka, uradićemo analizu raspoloživih snaga po čvorima na radijalnom izvodu prilikom povezivanja distribuiranih izvora električne energije na nekom od čvorova i time obuhvatiti temeljno istraživanje preostalog potencijala posmatranog izvoda. Prilikom svake iteracije važno je provjeriti naponske prilike na svakom od čvorova, to jest da li je došlo do značajnog porasta napona. Neophodno je procjeniti koliko slobodnog kapaciteta ostaje na ostalim čvorovima kako bi se osiguralo uravnoteženo opterećenje i izbeglo preopterećenje drugih delova mreže. Analizu radimo iz nekoliko koraka:

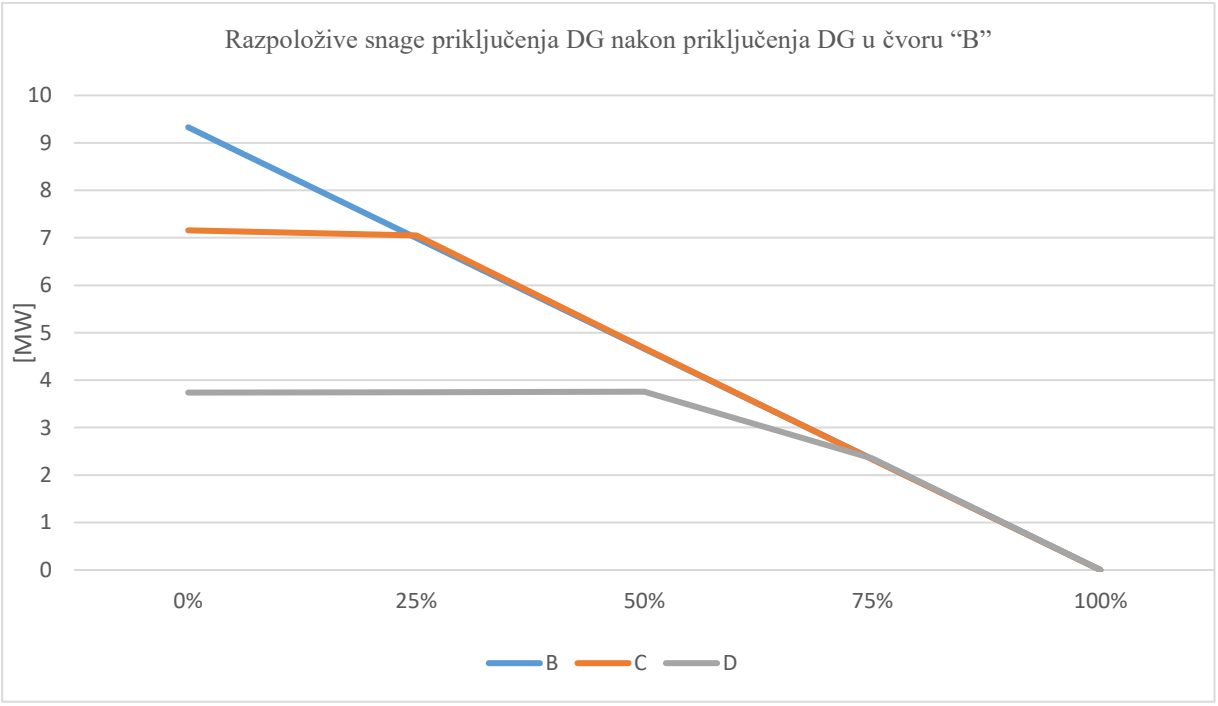
2.2.1 Analiza raspoloživih snaga nakon priključenja DG u čvoru "B" U prvom koraku analize imamo podatke koje dobijamo primjenom alata PSS Sincal kad na čvoru "B" imamo priključeno 0% od ukupno dozvoljene snage priključenja novih DG za čvor "B"**.**
U drugom koraku u čvoru "B" priključićemo 25% od ukupne dozvoljene snage priključenja DG za čvor "B" i time dobijamo kroz PSS Sincal nove rezultate preostalog potencijala u čvorovima izvoda.
U trećem koraku u čvoru "B" priključićemo 50%, u četvrtom koraku 75% i u petom priključićemo 100% ukupne dozvoljene snage priključenja DG za čvor "B".

Procenat priključene snage u čvoru "B"	Razpoložive snage priključenja DG nakon priključenja DG u čvoru "B" [MW]		
	B	C	D
0%	9.329	7.157	3.739
25%	6.997	7.051	3.748
50%	4.665	4.679	3.757
75%	2.333	2.328	2.347
100%	0	0	0

Tabela 3 - Priključenje distributivnog generatora na čvor "B" i njegov uticaj na ostale čvor u kojima je moguće priključenje drugih distributivnih generatora



Slika 2 – Priključenje distributivnog generatora na čvor “B” pri procentu priključene snage 100% sa pregledom naponskih prilika u svim čvorovima

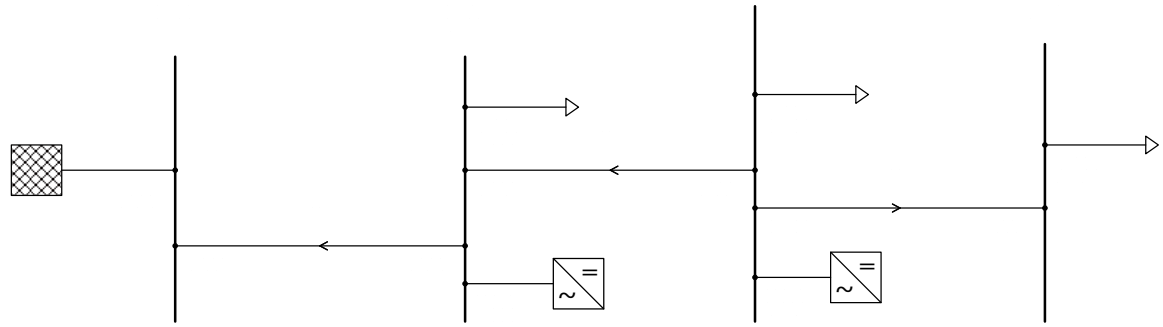


Grafik 1 - Priključenje distributivnog generatora na čvor “B” i njegov uticaj na ostale čvorove u kojima je moguće priključenje drugih distributivnih generatora

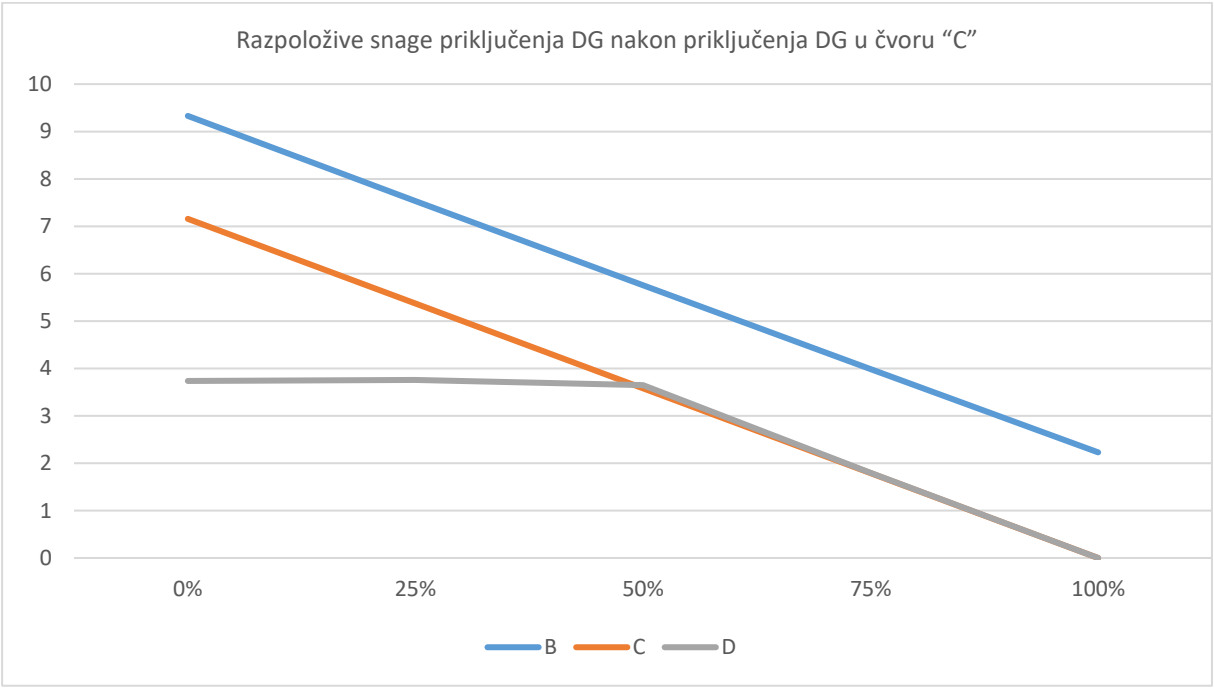
2.2.2 Analiza raspoloživih snaga nakon priključenja DG u čvoru “C” Korake iz Tačke 2.2.1 ponovićemo na čvor “C” i u Tabeli 4 i Grafikonu 2 prikazati dobijene rezultate pomoću PSS Sincal-a

Procenat priključene snage u čvoru “C”	Razpoložive snage priključenja DG nakon priključenja DG u čvoru “C” [MW]		
	B	C	D
0%	9.329	7.157	3.739
25%	7.534	5.368	3.757
50%	5.753	3.579	3.645
75%	3.984	1.789	1.795
100%	2.229	0	0

Tabela 4 - Priključenje distributivnog generatora na čvor “C” i njegov uticaj na ostale čvorove u kojima je moguće priključenje drugih distributivnih generatora



Slika 3 – Priključenje distributivnog generatora na čvor “C” pri procentu priključene snage 100% i priključenje preostale moguće snage u čvoru “B” sa pregledom naponskih prilika u svim čvorovima

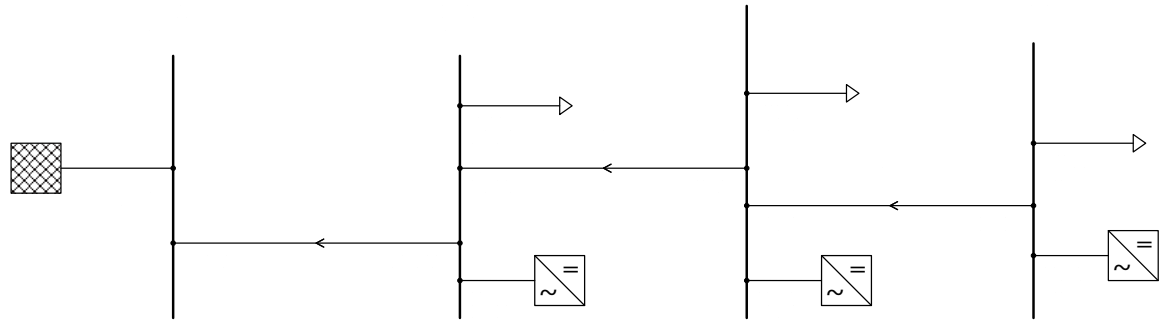


Grafik 2 - Priključenje distributivnog generatora na čvor “C” i njegov uticaj na ostale čvorove u kojima je moguće priključenje drugih distributivnih generatora

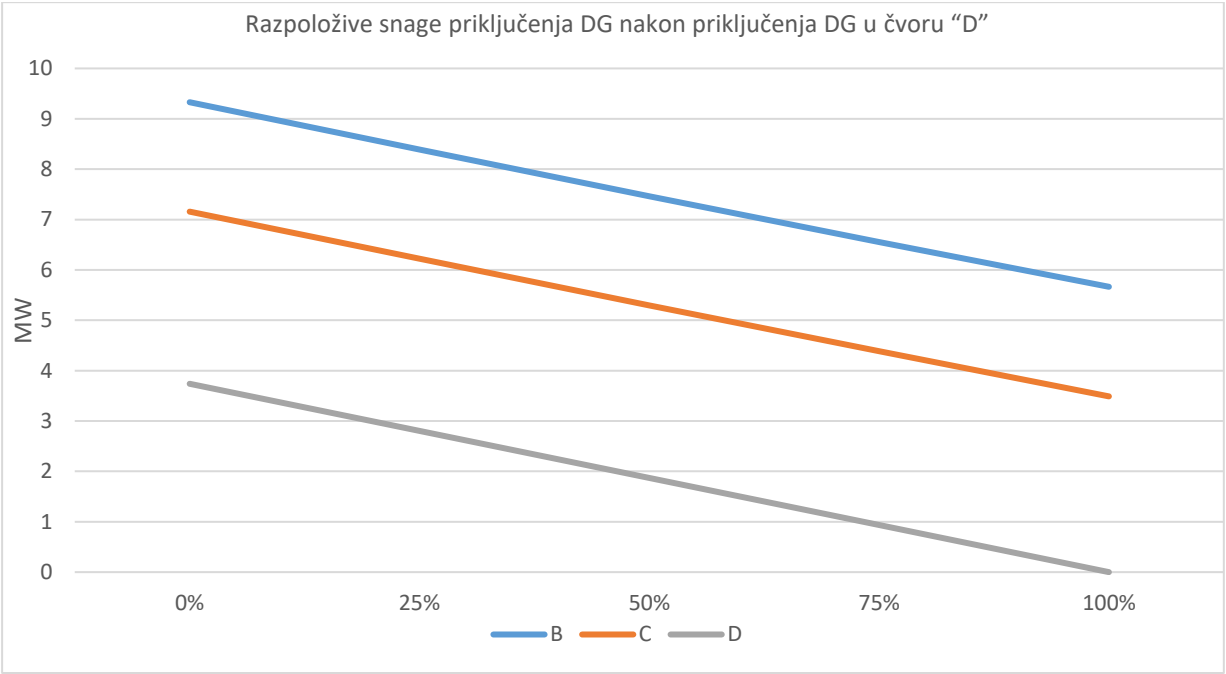
2.2.3 Analiza raspoloživih snaga nakon priključenja DG u čvoru “D” Korake iz Tačke 2.2.1 ponovićemo na čvor “D” i u Tabeli 5 i Grafikonu 3 prikazati dobijene rezultate pomoću PSS Sincal-a

Procenat priključene snage u čvoru “D”	Razpoložive snage priključenja DG nakon priključenja DG u čvoru “D” [MW]		
	B	C	D
0%	9.329	7.157	3.739
25%	8.386	6.219	2.804
50%	7.462	5.295	1.87
75%	6.555	4.386	0.935
100%	5.665	3.489	0

Tabela 5 - Priključenje distributivnog generatora na čvor “D” i njegov uticaj na ostale čvorove u kojima je moguće priključenje drugih distributivnih generatora



Slika 4 – Priključenje distributivnog generatora na čvor “D” pri procentu priključene snage 100% i priključenje preostale moguće snage u čvorovima “B” i “C” sa pregledom naponskih prilika u svim čvorovima



Grafik 3 - Priključenje distributivnog generatora na čvor “D” i njegov uticaj na ostale čvorove u kojima je moguće priključenje drugih distributivnih generatora

Ovakvom analizom lako je uvidjeti da pri većim priključenim snagama DG u nekim od čvorova dolazi do smanjenja potencijala za priključenje u ostalim. Takođe, pri priključenju 100% dozvoljene snage DG na čvorovima bližim izvoru dolazi do znatnog smanjenja mogućnosti za dalje priključenje DG na čvorovima daljim od izvora. Ovi rezultati jasno ukazuju na potrebu za pažljivim planiranjem i upravljanjem distribuiranim izvorima električne energije kako bi se izbegli problemi preopterećenja i održala stabilnost sistema. Uzimajući u obzir složenost energetskih mreža i sve veću integraciju obnovljivih izvora energije, analiza raspoloživih snaga po čvorima postaje ključni alat za optimizaciju performansi elektroenergetskih sistema i osiguranje pouzdanog i efikasnog snabdevanja električnom energijom.

3. ZAKLJUČAK

Vrijednost hosting capacity HC zavisi od ograničavajućih faktora koji su unaprijed definisani za njeno izračunavanje. Postoje različiti faktori koji mogu ograničiti HC distributivne mreže i neki faktori imaju veći uticaj od drugih. Takođe je primjećeno da je razmatranje svih ograničavajućih faktora u proučavanju HC-a veoma teško, pa čak i nemoguće, jer analiza se može učiniti kompikovanom

Ukupno gledano, proračun hosting capacity HC je kompleksan proces koji zahtjeva temeljno razumjevanje distributivne mreže, inženjeringa energetskih sistema i priključenja izvora obnovljive energije. Podrazumjeva se saradnja između inženjera, planera, regulatora i drugih zainteresovanih strana kako bi se osigurala pouzdana i održiva integracija novih distributivnih generatora u mrežu.

LITERATURA

[1] Mohammad Zain ul Abideen, Omar Ellabban and Luluwah Al-Fagih, 2020, "A Review of the Tools and Methods for Distribution Networks' Hosting Capacity Calculation"
[2] Vuković R and Gajović J, 2023, "Analiza kapaciteta 10KV izvoda za priključenje solarnih elektrana"
[3] PSS Sincal Siemens Manual
[4] Mijajlović V, 2019, "Distribuirani izvori i sistema za distribuciju električne energije"
[5] Math Bollen and Fainan Hassan, 2011, "Integration of distributed generation in the power system"

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R4-10

E MOBILNOST - TAPKAMO LI U MJESTU?

E MOBILITY – ARE WE TAPPING IN PLACE?

Miroslav STANIŠIĆ, Crnogorski elektrodistributivni sistem d.o.o, Crna Gora

KRATAK SADRŽAJ

Malo je poznato da je početak e-mobilnosti, odnosno elektrifikacije vozila počeo još u 19. vijeku, dalekih 1800-tih godina, Jedlikovim izumom elektromagnetnog uređaja, Andresonovim izumom električne kočije što kasnije Tomas Devenport unapređuje u električnu lokomotivu 1835. godine koja se smatra prvim električnim vozilom. Iako se i tada pretpostavljalo da će upotreba električnih vozila doživjeti ekspanziju, istorijske činjenice demantuju taj entuzijazam, koji se opet pojavljuje skoro 200 godina kasnije u našem dobu. Tada su problemi koji nijesu mogli biti prevaziđeni predstavljali prepreku napretku električnih vozila, poput preglomaznih baterija koje nijesu mogle biti punjive, mali domet, slaba sigurnost, velike cijene koštanja, postojanje samo jednosmjerne struje i sl. Međutim, postavlja se pitanje da li i danas e-mobilnost ostvaruje svoje pune ciljeve planiranom dinamikom bez bojazni na to da ne doživi isti krah kao i njeni sami početci prije 200 godina. U ovom radu će se kao teza postaviti pitanje da li planiranom dinamikom prvenstveno Crna Gora prelazi na upotrebu električnih vozila, koji su oblici subvencionisanja od strane država kao i najevidentnije prepreke za ubrzaniji razvoj e-mobilnosti. Kao polazna osnova za crnogorsko tržište, koristiće se analiza koju je za potrebe UNDP-ja u Crnoj Gori radio energetski institut Hrvoje Požar 2019. godine.

Ključne riječi: e-mobilnost, električna vozila, statistika, subvencije, perspektiva

ABSTRACT

Little is known that the beginning of e-mobility, or electrification of vehicles, began as early as in 19th century, in the 1800s, with the Jedlik's invention of electromagnetic device, Anderson's invention of electric carriage, which was later improved into electric locomotive in 1835 by Thomas Davenport, and it was considered to be the first electric vehicle. Although at that time they considered that the use of electric vehicles would expand, historical facts refute that enthusiasm, which reappears almost 200 years later in our time. Back then, problems that couldn't be overcome were an obstacle in progress of electric vehicles, such as too bulky batteries that couldn't be rechargeable, short range, poor safety, high-cost prices, existence of DC, etc. However, the question arises whether e-mobility is still achieving its projected goals with the planned dynamics without fear of experiencing the same collapse as its very beginnings 200 years ago. This paper will raise a question as a thesis and give certain answers whether Montenegro is primarily moving towards the use of electric vehicles, what are the forms of subsidization by states, as well as the most obvious obstacles to accelerated development of e-mobility. As a starting point for the Montenegrin market, the analysis done by the Hrvoje Pozar Energy Institute in Montenegro in 2019 for the needs of UNDP's Montenegro subsidiary will be used.

Key words: e-mobility, electric vehicles, statistics, subsidies, perspective

Miroslav Stanišić, dipl. saob. inženjer, Crnogorski elektrodistributivni sistema, Podgorica, Crna Gora

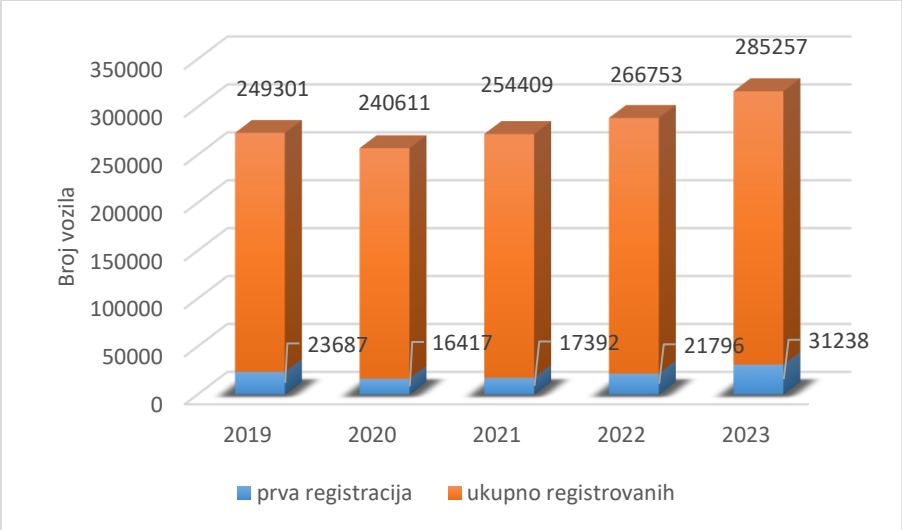
1. UVOD

E-mobilnost, iako poslednjih godina vrlo zastupljenja, nije shvaćena na najbolji način i ostavlja brojne nejasnoće i otvorena pitanja, a samim tim i pogrešna poimanja. Šira javnost na e-mobilnost gleda najčešće iz dva ugla: da li ona dovodi do ekoloških ili finansijskih benefita, dok stručni krugovi dodaju i probleme konstrukcije vozila i infrastrukture za punjenje baterije električnih vozila. Zavisno od razvijenosti društva, u zapadnim zemljama preovladava ekološka svijest, dok u manje razvijenim i onim u procesu tranzicije postoji očekivanje da će e-

mobilnost smanjiti njihove finansijske izdatke. Lično, iako shvatam rizik ovakvog izlaganja, smatram da su brojni aspekti koji trenutno navode na to da su oba gledišta u zabludi i da će jasnije biti da li postoje benefiti kako zastupljenost e-mobilnosti bude veća. Kako bi apsolviranje na ova dva pitanja umnogome raširilo temu i zauzelo značajan dio rada, o istom se neću baviti već ću samo dati par razmišljanja za diskusiju i jasnije shvatanje da smo još uvijek u dosta nepoznatoj oblasti i da će izloženi podaci biti stvar aktuelne automobilske klime a ne stvarni odraz očekivanja i društvenih potreba. Naime, ako uzmemo ekologiju kao opravdanje za ubrzan rast e-mobilnosti, postavlja se pitanje koliko električne energije se više utroši za proizvodnju jednog električnog vozila u odnosu na jedno SUS vozilo, da li ćemo dobiti masovna "groblja" SUS vozila ukoliko ne mogu da se konstrukciono prenamijene u električna, problem upotrebe minerala poput litijuma. Dodatno, ako su izvori za proizvodnju električne energije koju koristi električno vozilo i dalje fosilnog[1] porijekla, da li to znači da je CO_2[2] otisak od električnog vozila manji u odnosu na vozilo koje koristi fosilno gorivo. Ako je riječ o nadi da ćemo vozeći električno vozilo uštedjeti svoj budžet, uprkos u startu većoj potrebi da se za jedno takvo vozilo odvoji novca, treba razmisliti da li će vlade odustati od prevelikih nameta[3] koje sad imaju formirajući cijene fosilnih goriva ili će iste uvesti i za "tankovanje" električnih vozila strujom. Takođe, u poslednje vrijeme smo svjedoci i nestabilnosti cijena električne energije za domaćinstva po kojima se naplaćuje sadašnje punjenje vozila.
Međutim, kako sam i rekao, razlozi korišćenja električnih vozila i njihova opravdanost mi sad nijesu fokus, već ću se u radu baviti situacionom analizom trenutnog stanja e-mobilnosti u Crnoj Gori kroz odnos ukupnog broja vozila, broja električnih vozila i očekivanih trendova rasta u budućnosti, bez obzira na uzrok takvog stanja.

2. ANALIZA VOZNOG PARKA U CRNOJ GORI

Crna Gora je rijetko rekorder u regionu, međutim kada je u pitanju broj automobila po glavi stanovnika, možemo se pohvaliti da smo apsolutni pobjednici sa 285 287 vozila na 633 158 stanovnika ili 450 vozila na 1 000 stanovnika [1,2]. Takođe, u današnje vrijeme gotovo na svakom kraju vidimo, kako legalne, tako i nelegalne, auto placeve[4] sa velikim brojem polovnih automobila koji nijesu uvršteni u ukupan broj vozila, tj. ne ulaze u statistiku broja vozila na 1 000 stanovnika.
Kretanje broja svih registrovanih vozila prikazaću na grafikonu 1 kako bi za početak vidjeli da li se trenutno iskazuje potreba za većom mobilnošću i uvećanjem voznog parka.

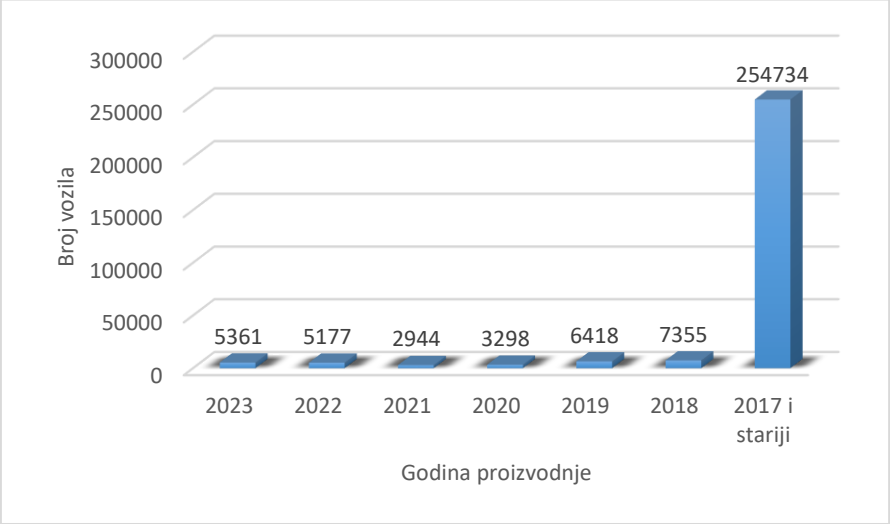


Grafikon 1. Broj registrovanih vozila, MONSTAT

Iz posmatranog grafikona za proteklih 5 godina vidimo da je dolazilo do konstantnog povećanja broja prvoregistrovanih i ukupnog broja registrovanih vozila, osim u 2020. godini što možemo pripisati posledici COVID – 19 virusa kada su mnogi segmenti društva bili pogođeni zdravstvenim sankcijama. Ukupan broj registracija 2020. godine je smanjen za 3,49% u odnosu na 2019., dok već u 2021. godini imamo povećanje od

[1] Korišćenje uglja u termoelektranama za proizvodnju električne energije
[2] Emisije gasova iz transporta koje izazivaju efekte staklene bašte učestvuju sa 25% u ukupnoj emisiji (izvor: https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/co2-performance-of-new-passenger?activeAccordion=546a7c35-9188-4d23-94ee-005d97c26f2b)
[3] Udio državnih taksi u prosječnoj maloprodajnoj cijeni benzina u Crnoj Gori iznosi 52,10%, a dizela 44,68% od ukupne cijene po litru
[4] Portal „Auto diler" za oglašavanje koristi 87 auto placeva, izvor: https://autodiler.me/auto-placevi

5,73% u odnosu "karantinsku" 2020.godinu i nastavak povećanja za 4,58% i 6,94% u naredne dvije godine. Dok je pad prvih registracija u 2020. godini u odnosu na 2019. bio za čak 30,69% kao posledica kraha autoindustrije usled COVID karantina, koja se nije u potpunosti oporavila ni naredne godine kad je povećanje broja novih registracija bio samo 5,94% u odnosu 2021. na 2020. godinu. Po statistici, broj prvoregistrovanih vozila se značajnije povećava već 2022. godine koja je bolja za 25.32% u odnosu na 2021. godinu i 43,32% 2023. godine u odnosu na 2022. godinu [1]. Međutim, može se pogrešno zaključiti da je međusobni odnos porasta prvoregistrovanih vozila koji se u poslednje dvije godine skoro eksponencijalno povećavao i lagan porast broja ukupno registrovanih vozila posledica podmlađivanja voznog parka, ali treba uzeti za činjenicu ranije rečeno da se u Crnu Goru i dalje uvozi veliki broj polovnih vozila iz zapadne Evrope i da ona prodata isto ulaze u statistiku prvoregistrovanih. Za period do 2019. godine u Studiji koju je radio profesor Sreten Simović 26,% vozila su bila starosti do jedne godine, a 28,2% vozila starosti između 10 i 15 godina. Prosječna starost vozila u Crnoj Gori iznosi 16 godina [3]. Kako bi se zaustavio trend rasta starenja voznog parka i postiglo smanjenje štetnih gasova koja reprodukuju vozila lošijih ekoloških performansi, Vlada Crne Gore je početkom aprila ove godine usvojila izmjene i dopune Pravilnika o tehničkim zahtjevima za vozila koja se uvoze ili prvi put stavljaju na tržište gdje će minimum kriterijuma biti Euro 5 standard koji će se primjenjivati od 1. jula. Na grafikonu 2 vidimo broj vozila po godinama starosti: starija i ona do 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022. i vozila starosti do jedne godine odnosno vozila 2023. „godište".

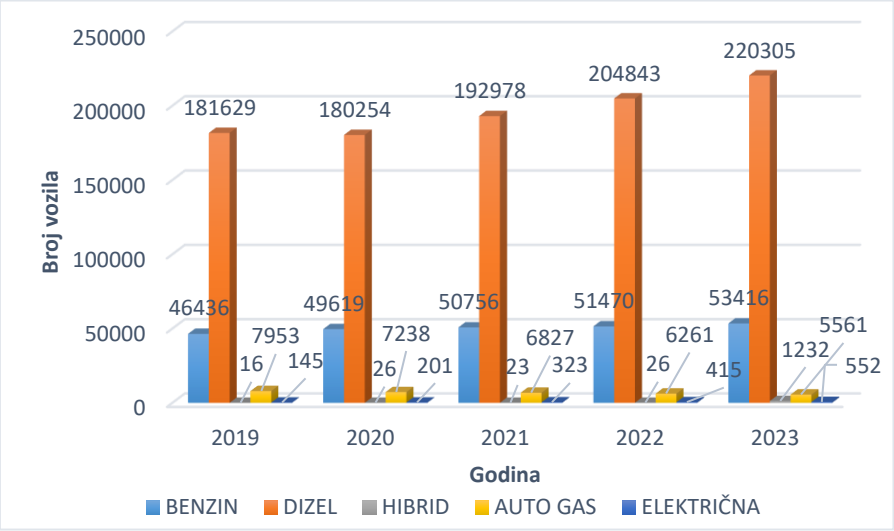


Grafikon 2. Starost vozila, MONSTAT

Iako nije predmet ovog istraživanja, kao sporedan rezultat, a svakako može biti tema i nekih kasnijih radova, jeste opet očigledna posledica situacije sa COVID 19 virusom i uticajem iste na autoindustriju jer vidimo da je najmanji broj registrovanih vozila proizveden 2020. i 2021. godine.
Među vozilima iz grafikona iznad, po dostupnim podacima, nema električnih ili hibridnih vozila koji su kao polovni uvezeni u Crnu Goru tako da električna i hibridna vozila kao takva daju koliko toliko doprinos podmlađivanju voznog parka. Mada, po nezvaničnim[5] informacijama počeo je uvoz i električnih polovnih automobila, posebno za taxi udruženja i manji broj fizičkih lica za sopstvenu upotrebu.

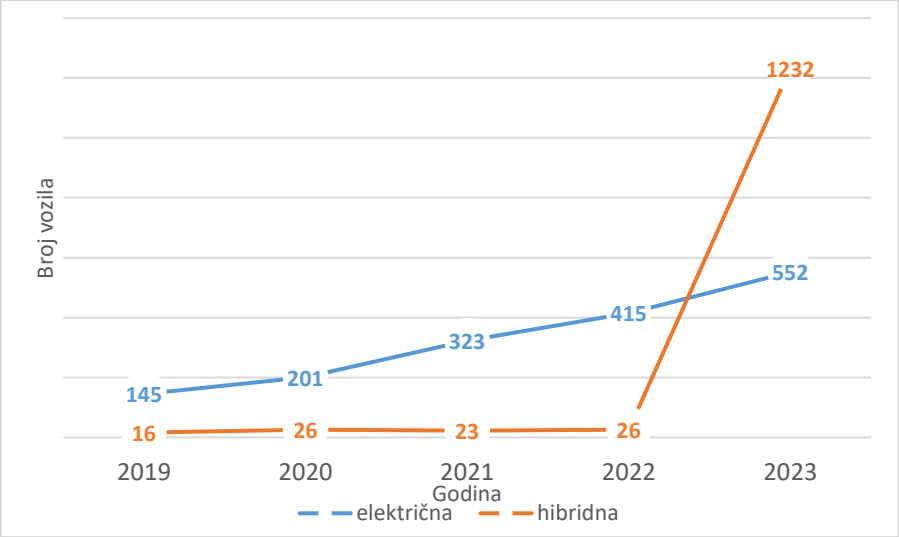
Iako je u 2023. godini po prvi put jedno električno vozilo (Tesla Model Y) bilo najprodavanije u Evropi [4] situacija sa brojem prodatih električnih vozila u Crnoj Gori i zemljama regiona nam i ne daje baš toliko entuzijazma da smo na dobrom putu ka ubrzanoj "elektrifikaciji" voznog parka. Nesporno je da se udio električnih vozila u voznim parkovima povećava, taj udio je i dalje neznatan da bi uticao na smanjenje emisije CO_2. Za bolje razumijevanje koja vrsta pogonskog goriva preovladava i odnosa drugih pogonskih agregata sa vozilima sa električnim ili hibridnim pogonom, prikazaćemo grafikon 3[6] koji pokazuje broj vozila sa vrstama pogona po godinama.

[5] Tokom istraživanja, tražene su informacije od Uprave carina Crne Gore o zvaničnom broju i vrsti uvezenih polovnih vozila, međutim do završetka izrade rada, nijesamo dobili odgovor. Plan je da se naknadno detaljnije pozabavimo ovom pojavom.
[6] Napomena: ukupan broj vozila iz tabele 3 se ne može podudarati sa ukupnim brojem vozila iz gornje dvije tabele jer su ovdje vozila koja imaju pogonski agregat, dakle, nijesu uvrštena priključna vozila koja se isto registruju i ubrajaju u ukupan broj vozila.



Grafikon 3. Ukupan broj vozil po vrsti pogonskog agregata, MONSTAT

Neću se baviti, u ovom momentu, za mene nepotrebnom detaljnom analizom kretanja nekih drugih parametara koji se mogu čitati sa datog grafikona, kao što je porast vozila sa benzinskim i dizel agregatima. U prvom planu mi ni analiza vozila koja koriste auto gas nije bila fokus, međutim vrijedi pomenuti da se vidi konstantan pad registracije vozila sa tim agregatom, pa na kraj 2023. godine imamo pad od 30,08% u odnosu na 2019. godinu [2]. Kako mi je kretanje električnih i hibridnih vozila najinteresantnije za ovaj rad, a da se sa grafikona 3 to i ne može lijepo vidjeti zbog procentualnog odnosa stupca statistike električnih sa stupcima za dizel i benzin, daću sledeći grafikon (grafikon 4) koji će nam vizuelno ljepše prikazati kretanje samo vozila sa električnim i hibridnim pogonom.

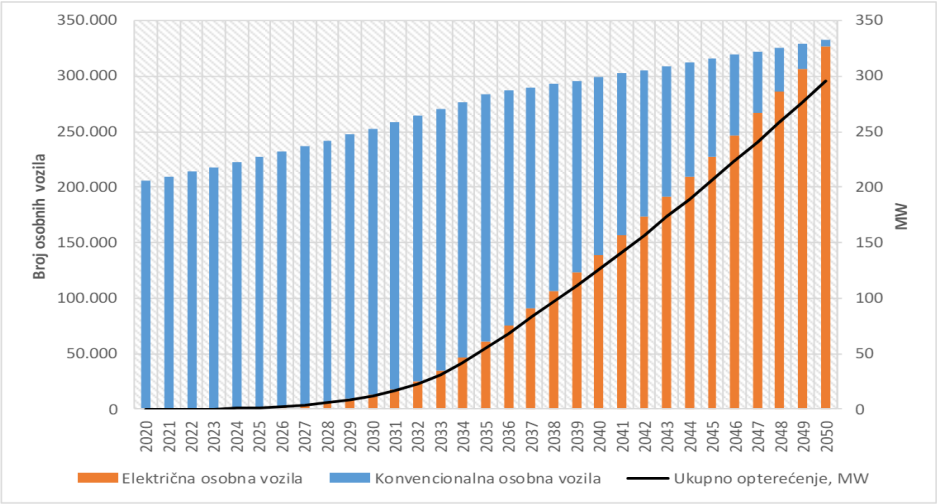


Grafikon 4. Broj električnih i hibridnih vozila, MONSTAT

Iz grafikona 4 vidimo da je Crna Gora vrlo kasno počela da primjenjuje zacrtane ciljeve iz raznih strategija i planova za e-mobilnost i dekarbonizaciju saobraćaja primjenom korišćenja električnih ili hibridnih vozila pošto smo 2019. dodine imali svega 16 registrovanih hibridnih i 145 električnih vozila. Kretanje porasta broja električnih vozila je gotovo linearno, tako da 2020. godine imamo registrovano ukupno 201 vozilo, 2021. godine 323 vozila, dok je poslednje dvije godine to 415, odnosno 552 vozila. Hibridna vozila u prve 4 posmatrane godine se nijesu pokazala kao interesantna crnogorskim vozačima, međutim već 2023. godine se bilježi drastičan rast registrovanih hibridnih vozila, odnosno rast od nevjerovatnih 4 638% u odnosu na 2022. godinu [2]. Ovo je dobar pokazatelj da proizvođači ali i donosioci odluka, posebno u dijelu subvencija imaju pregled prijemčljivosti vozačima ovog vida pogona. Takođe, ako se uzme u obzir prosječna dnevna kilometraža koju „običan“ građanin pređe, pretežno gradskog oblika vožnje i sve veće autonomije elektirčnog pogona hibridnih vozila, smatram da su hibridna vozila nepravedno zanemarena u svijetlu dekarbonizacije i e-mobilnosti, posebno kada se pogleda sa aspekta odnosa cijene i dobijenog komfora.

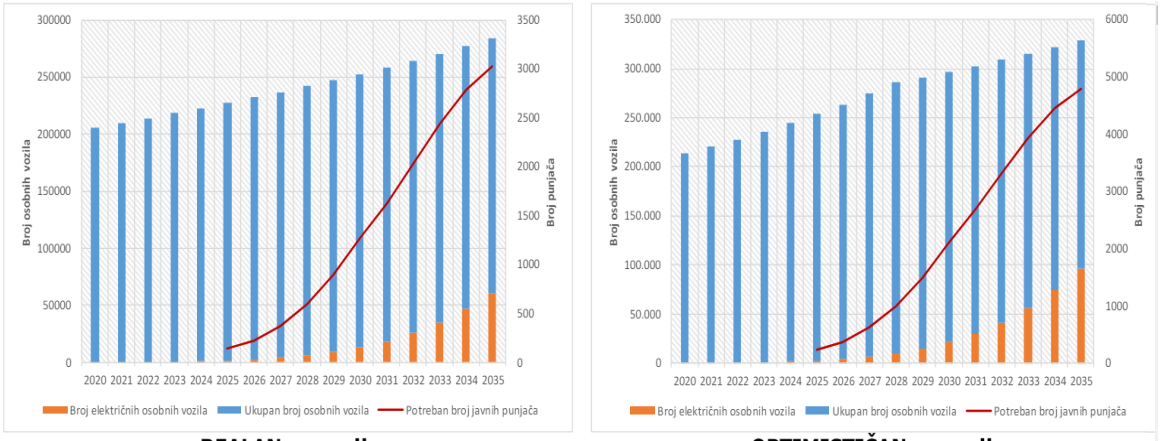
3. RANIJE PREDVIĐENI SCENARIO RAZVOJA E-MOBILNOSTI

Institut Hrvoje Požar je za potrebe UNDP-ja u Crnoj Gori 2019. godine uradio „Studiju o uvođenju e-mobilnosti“ u kojoj su dali cost-benefit analizu, analizu tržišta, predlog ekonomskih i finansijskih podsticaja i, što je za ovaj rad najbitnije, planirano kretanje učešća konvencionalnih i električnih vozila u ukupnom broju vozila do 2050. godine u kontekstu potrebe za potpunom dekarbonizacijom, što ću prikazati na slici 1. Takođe, ako zamislimo desnu ordinatu, možemo vidjeti i potrebu za električnom energijom za punjenje električnih vozila izraženu u MW. Ovaj podatak može biti posmatran sa nivoa infrastrukturne mogućnosti u slučaju i da dostignemo ovaj predviđajući scenario postotka električnih vozila do 2050. godine.



Slika 1. Predviđeno kretanje konvencijalnih i električnih osobnih vozila i potrebe za električnom energijom, Cost benefit Analysis of the E-Mobility Concept in Montenegro – Case Studies

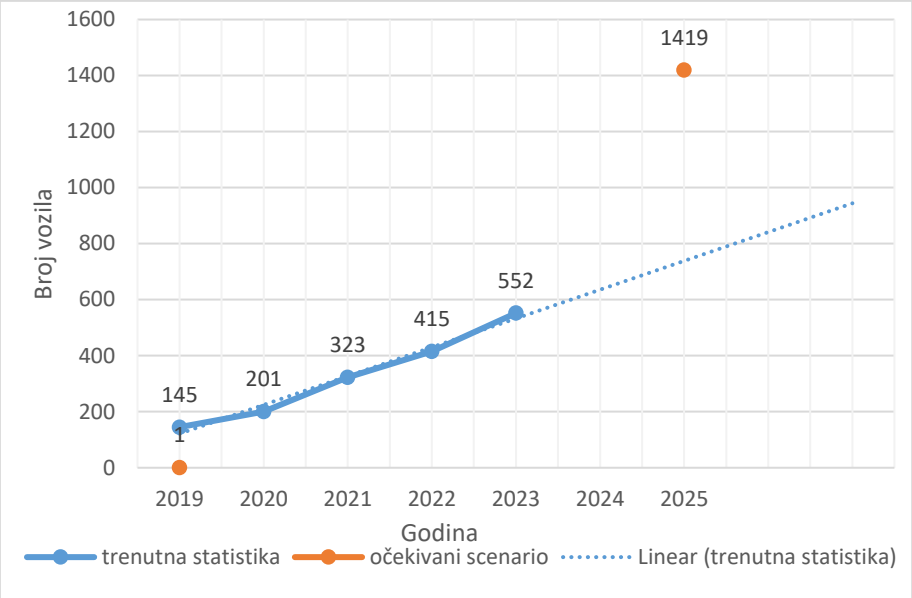
Ovim planom je predviđeno i povećanje broja vozila do 2050. godine na 332 200, od čega bi električna činila 95%. Ako se vratimo na grafikon 4, jasno je da će Crna Gora teško dostići zacrtani cilj kako bi ispunili zahtjeve za dekarbonizaciju saobraćaja [5]. Mada, sa prezentacije „Studija izvodljivosti e-mobilnosti u Crnoj Gori“, profesora Radoja Vujadinovića, tokom izrade situacione analize u dijelu potrebe za infrastrukturom, vidimo predstavljen realan i optimističan scenario kretanja broja električnih vozila u odnosu na tadašnje inpute. Sa slike 2 vidimo mnogo manje očekivanje porasta broja električnih vozila do 2035. godine i u realnom i u optimističnom scenariju koji se nikako ne poklapa sa očekivanjima za potpunu dekarbonizaciju do 2050. godine iz pomenute Studije.



Slika 2. Kretanje broja električnih i konvencionalnih osobnih vozila u odnosu na potrebe za infrastrukturom, Studija izvodljivosti e-mobilnosti u Crnoj Gori

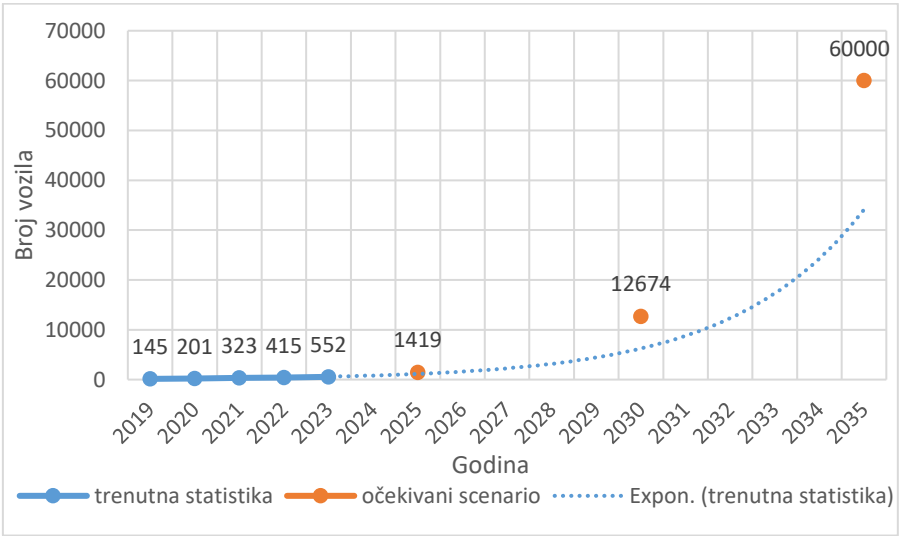
Realan scenario predviđa da će broj električnih automobila 2025. godine biti 1419, a do 2035. godine se očekuje oko 60 000, dok se u optimističnom scenariju možemo nadati na skoro 96 000 vozila. S obzirom da je ova studija rađena 2019. godina, u odnosu na 5 godina kasnije imamo podatke koji nam mogu opovrgnuti ili potvrditi ova dva scenarija. Nažalost, ova strategija ne poklanja pažnju hibridnim vozilima, a vidjeli smo iz ranijih grafikona da bi imalo smisla uporediti podatke i za tu vrstu pogonskog agregata [6].

4. KOMPARATIVNI PRIKAZI TRENUTNOG STANJA I RANIJE PREDVIĐENIH SCENARIJA



Grafikon 5. Komparativni prikaz trenutne statistike, linearnog rasta i očekivanog porasta po Studiji UNDP-ja

Na grafikonu 5 sam predstavio komparativni prikaz očekivanog porasta vozila u slučaju da se nastavi dosadašnji petogodišnji linearni trend rasta (isprekidana plava linija) i očekivani porast vozila iz „Studije o uvođenju e-mobilnosti“ UNDP-ja. Jasno se vidi da su ranije očekivani planovi koji predviđaju da do kraja 2025. godine imamo 1 419 električnih vozila ovim tempom kretanja nedostižni, jer se iz grafikona može vidjeti da bi sledeće godine imali tek oko 750 električnih vozila ukoliko se uvećanje nastavi trendom iz proteklih 5 godina. Ako bi matematički primijenili i eksponencijalni rast, došli bi do maksimano 1 150 električnih vozila 2025. godine, oko 6 000 električnih vozila 2030. i oko 33 000 do kraja 2035. godine što čini skoro pola od realističnog scenarija iz Studije. I za eksponencijalni rast su se u matematičkom modelu koristili kao ulazni podaci kretanja rasta vozila u prethodnom petogodišnjem periodu [1,5,6]. Odnos očekivanog eksponencijalnog rasta i realističnog scenarija koji je predivđala Strategija UNDP-ja do 2035. godine je dat na grafikonu 6.

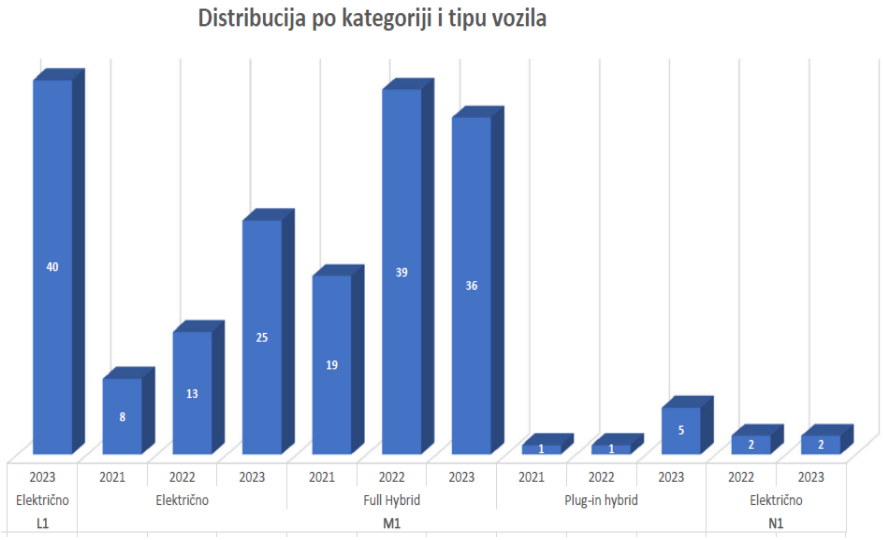


Grafikon 6. Komparativni prikaz trenutne statistike, eksponencijalnog rasta i očekivanog rasta po Studiji UNDP-ja

Da bih bio u potpunosti statistički korektan, treba napomenuti da se podaci iz Studije koju je radio Institut Hrvoje Požar a koju prezentuje i profesor Vujadinović, odnose samo na putnička vozila, dok u MONSTAT-ovoj statistici koju smo koristili za definisanje trenutnog stanja nemamo podatke da li su sva električna vozila putnička, što pretpostavljamo da nije slučaj, ali jesu u najvećem obimu. Pretpostavku da sva električna vozila nijesu samo putnička zasnivam iz informacije da Eko fond subvencioniše i N1 vozila, ali i da su korisnici subvencija nerijetko javne institucije i pravna lica koji imaju raznoliku poslovnu djelatnost pa i potrebu za raznolikim voznim parkom.

5. SUBVENCIJE KAO PODSTICAJ E-MOBILNOSTI U CRNOJ GORI

Subvencije za kupovinu električnih i hibridnih vozila su počele tek 2021. godine kroz realizciju programa EKO fonda. Prve godine je bilo obezbijeđeno 100 000€ od čega 50 000€ za električna i druga polovina ukupnog fonda za subvencionisanje kupovine hibridnih vozila, s tim da je udio subvencije za električna vozila bilo 5 000, a za hibride 2 500€. Prve godine nije bio određen udio prema pravnom statusu lica koje se subvencioniše u ukupnom iznosu, ali jeste mogućnost subvencije za jedno vozilo za fizičko lice i do dva vozila za pravna lica. Na slici 3 ćemo dati prikaz subvencija prema kategoriji i tipu vozila.



Slika 3. Broj vozila po tipu pogonskog agregata i kategoriji vozila, EKO fond

Sa grafikona koji je prikazan na slici 3. vidimo da je zainteresovanost u 2021. i 2022. godini bila veća za hibridna vozila, za više od 150% u 2021. i 207% u 2022. godini u odnosu na električna. Međutim, ako se vratimo na grafikon 4 i uporedimo sa brojem subvencionisanih hibridnih vozila sa slike 3 za 2021. i 2022. godinu vidimo da se podaci ne poklapaju, tj. da je više subvencionisanih vozila nego što je MONSTAT to prikazao u statistici [1,7]. Ovo još jednom potkrepljuje ranije izrečeni tvrdnju da postoji problematika pri jasnoj evidenciji kategorija vozila kada su u pitanju električna i hibridna. Po prvi put se u 2022. godini subvencionišu vozila N1 kategorije a u 2023. godini L kategorije. Za posmatrane tri godine kada posmatram finansijski, skoro identičan iznos je subvencionisan za električna i "full" hibride, tj 235 000€ na subvenciju električnih vozila.

Pored subvencija kroz Eko fond, električna vozila su oslobođena i plaćanja godišnjeg poreza na upotrebu putničkih motornih vozila. Takođe, Eko fond se trudi da konstantno uvećava iznos subvencija kako za fizička tako i za pravna lica i javne institucije za kupovinu vozila i ugradnju punionica.

6. ZAKLJUČAK

Ukoliko Crna Gora ne uspije da ostvari zacrtanu dekarbonizaciju iz saobraćaja do 2025. godine moraće da plaća tzv. CO_2 taksu. Podaci koji su izloženi u radu ukazuju da će naša izdvajanja po tom osnovu biti velika s obzirom na to da sadašnji trend povećanja broja električnih vozila praktično tapka u mjestu u odnosu na trendove zapadne Evrope ili na predviđane trendove kroz Studije, Strategije, Analize u proteklih par godina. Iako postoji Eko fond, smatram da udio subvencionisanih vozila u ukupnom broju kupljenih električnih vozila nije na velikom nivou, a da se sredstva iz Eko fonda u relativno kratkom vremenskom periodu iskoriste, što znači da interesovanje postoji i da bi procenat povećanja bio mnogostruko veći ukoliko bi se subvencije povećale. Takođe, potrebno je metodologiju statistike predefinisati kako bi se preciziralo vođenje evidencije kategorija vozila, tipova hibrida i slično. Na kraju, najrealističniji plan da do 2035. godine dostignemo broj od 60 000 električnih vozila nije dostižan ovom tempom kretanja e-mobilnosti u Crnoj Gori.

LITERATURA

[1] Uprava za statistiku – MONSTAT, https://www.monstat.org/cg/page.php?id=1339&pageid=36
[2] Uprava za statistiku, MONSTAT, https://www.monstat.org/cg/page.php?id=2202&pageid=1992
[3] Simović S, 2019, "Struktura strukture voznog parka drumskih vozila u Crnoj Gori
[4] Beker H, 2024, "Top 50 Best-Selling Cars Model" , https://www.best-selling-cars.com/europe/2023-full-year-europe-top-50-best-selling-car-models/

[5] Institut Hrvoje Požar, 2019, „Cost benefit Analysis of the E-Mobility Concept in Montenegro – Case Studies“
[6] Vujadinović R, 2019, Studija izvodljivosti e-mobilnosti u Crnoj Gori, prezentacija
[7] EKO fond, http://35.158.45.209/ekofond/

CIRED CRNA GORA

I SAVJETOVANJE O ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R4-11

POVEĆANJE KAPACITETA ZA INTEGRACIJU PV SISTEMA U DISTRIBUTIVNIM MREŽAMA KROZ UPRAVLJANJE POTROŠNJOM

INCREASING THE HOSTING CAPACITY FOR PVS IN DISTRIBUTION NETWORKS USING DEMAND SIDE MANAGMENT

Jelena STOJKOVIĆ TERZIĆ, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Integracija fotonaponskih (PV) sistema i aktivna uloga prozjumera u distributivnim mrežama postaje sve izraženija, posebno u svetlu državnih subvencija i očekivanog rasta cena električne energije. Ovaj trend ima potencijal da unese značajne promene u načinu upravljanja distributivnih mreža. Jedan od ključnih izazova koji se javlja jeste situacija niske potrošnje uz istovremeno visoku proizvodnju solarne energije. Ovakve okolnosti mogu dovesti do obrnutih tokova snage, što zauzvrat može rezultovati u preopterećenju vodova i narušavanju naponskih uslova. Ovi problemi postavljaju ograničenja za dalju integraciju PV sistema u distributivnu mrežu što zahteva dodatne investicije u infrastrukturu. U ovom radu se istražuje kako upravljanje potrošnjom uređaja za grejanje i hlađenje (HVAC) može pomoći u povećanju stepena integracije PV sistema, uz istovremeno odlaganje potrebe za kapitalnim investicijama u distributivnu mrežu. Predložena je strategija upravljanja potrošnjom električne energije HVAC uređaja u periodima povećane proizvodnje iz PV sistema. Ova strategija ima za cilj da uskladi potrošnju sa proizvodnjom, smanjujući tako potrebu za prenosom viška energije kroz mrežu i potencijalno ublažavajući navedene probleme. Metodologija predstavljena u ovom radu je testirana na standardnom IEEE test sistemu, pružajući komparativni prikaz stepena integracije sa i bez implementacije upravljanja potrošnjom.

Ključne riječi: PV, upravljanje potrošnjom, HVAC uređaji, integracija OIE

ABSTRACT

The integration of photovoltaic (PV) systems and the active role of prosumers in distribution networks is becoming increasingly prominent, particularly in light of government subsidies and the anticipated rise in electricity prices. This trend has the potential to bring significant changes in the management of distribution networks. A key challenge that arises is the scenario of low consumption coupled with high solar energy production. Such circumstances can lead to reverse power flows, which in turn may result in the overloading of lines and disruption of voltage conditions. These issues impose limitations on the further integration of PV systems into the distribution network, necessitating additional investments in infrastructure. This paper explores how the management of heating, ventilation, and air conditioning (HVAC) consumption can aid in increasing the hosting capacity of PV systems, while simultaneously postponing the need for capital investments in the distribution network. A strategy for managing the electricity consumption of HVAC devices during periods of increased production from PV systems is proposed. This strategy aims to align consumption with production, thereby reducing the need for transmitting excess energy through the network and potentially mitigating the aforementioned problems. The methodology presented in this paper has been tested on a standard IEEE test system, providing a comparative view of the PV hosting capacity with and without the implementation of consumption management.

Key words: PV, demand side menagement, demand response, HVAC, hosting capacity

Jelena Stojković Terzić, jstojkovic@etf.bg.ac.rs

1. UVOD

Prema nacrtu Integrisanog nacionalnog energetskog i klimatskog plana (INEKP) očekuje se da će do 2030. godine Srbija proizvoditi 45% svoje električne energije iz obnovljivih izvora energije (OIE). Projektovani kapacitet

solarnih elektrana je na nivou od 1.73 GW [1]. Da bi se ovaj ambiciozni cilj ostvario, predviđa se značajno povećanje proizvodnje solarne energije, što će uključivati i doprinos od strane prozjumera (kupaca – proizvođača). Broj prozjumera u Srbiji, odnosno potrošača koji sami proizvode električnu energiju, kontinuirano raste. Prema podacima Elektrodistribucije Srbije iz marta 2024, trenutno postoji više od 2.800 prozjumera, sa ukupno instalisanom snagom preko 48 MW, uključujući domaćinstva, pravna lica i stambene zajednice [2-4].
Prozjumeri predstavljaju ključnu kariku u evoluciji elektroenergetskih sistema (EESa), omogućavajući prelazak sa tradicionalnih, centralizovanih modela proizvodnje energije ka fleksibilnijim i decentralizovanim sistemima. Uvođenjem prozjumera, koji proizvode električnu energiju neposredno blizu mesta potrošnje, ne samo da se smanjuje opterećenje na prenosnu i distributivnu mrežu, već se i indirektno smanjuju gubici u mreži. Međutim, uvođenje prozjumera nosi sa sobom nove izazove, posebno u pogledu naponskih ograničenja. U konvencionalnim distributivnim mrežama (DM) tokovi snaga su jednosmerni, od mesta napajanja do krajnjih potrošača. Sa integracijom distribuirane proizvodnje na niskom naponu situacija se menja i u zavisnosti od odnosa proizvedene energije i potrošnje, dolazi do mogućnosti pojave suprotnih tokova snaga. Plasman snage usmeren od krajnjih potrošača ka napojnim čvorovima mreže može dovesti do povećanja napona duž fidera koji se mogu naći van granica koji su definisane standardom. Ovo ograničenje u pogledu dozvoljenih naponskih prilika u distributivnim mreža je ograničavajući faktor pri integraciji distribuirane proizvodnje u NN mreži.
Upravo u ovom kontekstu, fleksibilnost i upravljanje potrošnjom može da ponudi rešenje. Ovaj koncept omogućava potrošačima da prilagode svoju potrošnju električne energije u skladu sa dostupnošću električne energije u mreži, bilo kroz direktno upravljanje potrošnjom ili kroz promenu potrošnje na osnovu cena električne energije. Razvoj pametnih mreža transformiše upravljanje potrošnjom u ključni instrument za unapređenje sigurnosti i pouzdanosti elektroenergetskog sistema. Sve veći značaj pridaje se potencijalima upravljanja potrošnjom u kontekstu regulacije napona, što je postalo važna tema istraživanja u poslednjih nekoliko godina. Analiza uloge toplotnih pumpi u kontroli napona unutar distributivnih mreža istražena je u [5]. U [6] je razvijen algoritam koji omogućava kontrolu termostatske potrošnje u realnom vremenu na osnovu fluktuacija napona. Mogućnosti upravljanja potrošnjom za regulaciju napona unutar mikromreža su razmotrene u [7]. Pristupi koji tretiraju upravljanje potrošnjom kao resurs za regulaciju napona, čime se omogućava povećanje kapaciteta za integraciju distribuirane proizvodnje, analizirani su u radovima [8] i [9]. Istraživanje predstavljeno u [10] fokusiralo se na mogućnosti kontrole aktivne i reaktivne snage bojlera, kao i solarnih elektrana, s ciljem očuvanja napona unutar prihvatljivih limita.
U ovom radu su ispitivane mogućnosti upravljanja potrošnjom kao jedne od mogućnosti za povećanje kapaciteta integracije prozjumera. Polazi se od ideje da se upravljanjem potrošnjom utiče na tok aktivne snage duž distributivnog fidera i samim tim na naponske prilike. Ključni uređaji u ovom razmatranju su termostatski aparati koji lako mogu da menjaju potrošnju povećanjem/smanjenjem temperature za jedan ili više stepeni. Oni mogu biti i kratkotrajno isključeni bez remećenja komfora korisnika. U agregisanom konzumu njihov efekat može da bude značajan. Ova metoda je efikasna u niskonaponskim mrežama zbog odnosa R/X. Ovakvim upravljanjem se može postići povećanje dostupnog kapaciteta za instalisanje distribuirane potrošnje kao i rasterećenje elemenata na distributivnom fideru (transformator i vodovi). Povoljan efekat ove metode jeste i smanjenje gubitaka u distributivnoj mreži.
Rad je organizovan na sledeći način: U poglavlju 2 je objašnjen uticaj distribuirane proizvodnje na naponske prilike kao i metode kojima može da utiče na naponske u mreži. Metodologija za proračun kapaciteta za integraciju distribuirane proizvodnje kao i model upravljanja potrošnje je predstavljen u poglavlju 3. Opis scenarija i rezultati simulacija su dati u poglavlju 4, dok su zaključci rada i naredni pravci istraživanja prikazani u poglavlju 5.

2. TEORIJSKA OSNOVA

2.1 Definicija kapaciteta integracije (hosting capacity)

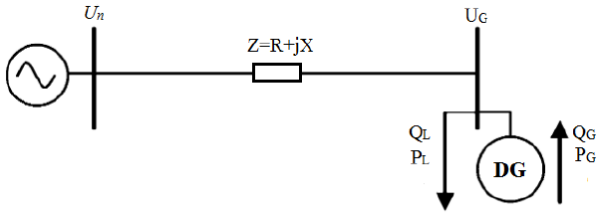
Kapacitet integracije (hosting capacity) za distribuiranu proizvodnju odnosi se na maksimalnu instaliranu snagu distribuiranih izvora koju električna mreža može sigurno i efikasno da integriše bez potrebe za značajnim modifikacijama ili nadogradnjom infrastrukture. Ovaj kapacitet je ograničen zbog mogućih tehničkih ograničenja povezanih sa naponom i strujom unutar sistema, odnosno određuje se na osnovu najveće moguće snage iz DG koje se mogu integrisati bez da se pređu standardom definisane granice za napon i struju/snagu.

2.2 Uticaj distribuirane proizvodnje na napone u DM

Ovo potpoglavlje će objasniti faktore koji utiču na napon sabirnica na koje je priključena distribuirana proizvodnja (DG) što omogućuje razumevanje metoda za kontrolu prenapona. Na slici 1 je prikazan jednostavan elektroenergetskog sistema sa dva čvora i distribuiranom proizvodnjom. U_n je nominalni napon u napojnoj tački za koji se pretpostavlja da je konstantan. U_G je napon sabirnica na koje je DG. Z predstavlja impedansu voda, koja obuhvata serijski otpor R i serijsku reaktansu X.

U ovom sistemu, S se definiše kao prividna snaga koja se injektira sa sabirnica G što je prikazano u jednačini (1), gde su P_G i Q_G aktivna i reaktivna snaga koju generiše pretvarač respektivno; a P_L i Q_L predstavljaju aktivnu i reaktivnu snagu potrošnje na sabirnici.

$$S = (P_G - P_L) + j(Q_G - Q_L) = P + jQ \quad (1)$$



Slika 1 - Jednostavan sisten sa dva čvora

Porast napona ΔU na sabornicama sa DG je definisan kao:

$$\Delta U = U_G - U_n \quad (2)$$

Koristeći relaciju za pad napona dobijamo da je:

$$\Delta U = \frac{PR+QX}{U_n} + j\,\frac{PX-QR}{U_n} = \Delta U_d + j\Delta U_q \quad (3)$$

U izrazu (3), ΔU_d se odnosi na podužnu, a ΔU_q na poprečnu komponentu pada napona koja se može zanemariti. Kao rezultat dobija se da je povećanje napona na sabirnicama g usled distribuirane proizvodnje definisano izrazom:

$$\Delta U \cong \frac{PR+QX}{U_n} \quad (4)$$

2.3 Metode za povećanje kapaciteta integracije distribuirane proizvodnje

Različite metode za povećanje kapaciteta integracije fokusiraju se na jednu ili više promenljivih u jednačini (4). U nastavku je dat pregled najčešće korišćenih metoda.

2.3.1 Upravljanje reaktivnom snagom preko faktora snage invertera. Upravljanje reaktivne snage ima za cilj da učini vrednost Q iz izraza (4) manjom od nule. Upravljanje reaktivnom snagom preko faktora snage invertera je ključna strategija za održavanje stabilnosti napona u distributivnim mrežama sa visokim udelom DG. Razvijene su različite metode za upravljanje tokovima reaktivne snage sa ciljem ograničavanja visokih naponskih prilika koje su izazvane integracijom distribuirane proizvodnje u DM. Najčešće metode upravljanja reaktivne snage uključuju: metod konstantne reaktivne snage, metod fiksnog faktora snage i promenljivog faktora snage u zavisnosti od stanja u mreži. Iako ova metoda nudi brojne prednosti, postoje i određena ograničenja koja treba uzeti u obzir:

- **Kapacitet invertera:** Jedno od glavnih ograničenja je kapacitet samih invertera da generišu ili apsorbuju reaktivnu snagu, koji zavisi od njihove trenutne proizvodnje aktivne snage. Kako se povećava proizvodnja aktivne snage, sposobnost invertera da upravlja reaktivnom snagom se smanjuje.
- **Potreba za naprednim upravljanjem**: Ova metoda zahteva napredne algoritme za dinamičko upravljanje faktorom snage, što može povećati složenost sistema upravljanja.
- **Uticaj na životni vek opreme**: Česta promena režima rada invertera radi upravljanja reaktivnom snagom može uticati na njihov životni vek i pouzdanost.
- **Troškovi**: Implementacija sistema za upravljanje reaktivnom snagom može zahtevati dodatne troškove za nabavku i održavanje naprednih invertera i sistema za upravljanje.

2.3.2 Regulacioni transformator (RTR). Kao jedna od metoda koja se koristi za regulaciju napona jeste regulacioni transformator koji promenom prenosnog odnosa održava napone u dozvoljenim granicama. Međutim, ukoliko RTR napaja dva distributivna fidera gde na jednom postoji distribuirana proizvodnja (povećani naponi duž fidera u periodu velike proizvodnje) a na drugom ne (smanjeni naponi duž fidera u periodu velike potrošnje) dolazi do problema koordinacije prilikom održavanja napona u dozvoljenim granicama. Takođe, RTR obično zahtevaju određeno vreme za reakciju na promene u mreži, što ih čini manje efikasnim u situacijama koje zahtevaju brzu korekciju napona. Treba naglasiti da RTR može efikasno upravljati naponom samo unutar određenih granica. U situacijama ekstremnih varijacija u proizvodnji ili potrošnji, njihova sposobnost da održavaju napon unutar prihvatljivih granica može biti ograničena.

2.3.3 Nadogradnja mreže. Nadogradnja postojećih vodova i transformatora može povećati njihovu sposobnost da prenose veće struje, omogućavajući time distribuciju dodatne energije generisane iz distribuiranih izvora. Takođe, dodavanjem novih vodova se smanjuju vrednosti R i X iz jednačine (4) čime se smanjuje povećanje napona usled povećanje proizvodnje iz distribuiranih izvora. Međutim, nadogradnja ili zamena postojećih vodova i transformatora, kao i dodavanje novih vodova, zahteva značajna finansijska ulaganja. Troškovi uključuju ne samo

nabavku nove opreme, već i radove na instalaciji i potencijalne prekide u snabdevanju tokom izvođenja radova. Takođe, projekti nadogradnje mreže često su vremenski zahtevni, uključujući faze planiranja, odobrenja, izgradnje i puštanja u rad. To može odložiti koristi od integracije OIE. Ne treba zanemariti mogućnost da ovi projekti mogu naići na regulatorne i pravne prepreke, uključujući dobijanje potrebnih dozvola i usklađivanje sa lokalnim, nacionalnim i međunarodnim propisima.

2.3.4 Upravljanje aktivnom snage. Ova metoda ima za cilj da smanji *P* iz relacije (4) i može biti jako efikasna u niskonaponskim mrežama zbog odnosa *R/X*. Ona obuhvata upravljanje potrošnjom, korišćenje baterijskih sistema za skladištenje i ograničavanje (curtailment) proizvodnje iz distribuiranih izvora. Ograničavanje proizvodnje iz OIE je jednostavno rešenje u slučaju narušenih naponskih prilika i preopterećenja vodova, ali dovodi do nedovoljnog iskorišćavanja dostupne energije, posebno tokom perioda visoke proizvodnje. Uključivanje baterijskog skladištenja može pružiti dodatnu korist u smislu regulacije frekvencije i podrške naponu, ali zahteva značajna početna ulaganja. Upravljanje potrošnjom koje se odnosi na promenu snage potrošnje u zavisnosti od zahteva sistema daje korisnicima mogućnost da aktivno učestvuju u energetskom sistemu, ali može biti ograničen zbog nedovoljne motivacije potrošača i početne investicije.

2.4 Upravljanje potrošnjom

Najveći potencijal za upravljanje potrošnjom u domaćinstvima se vidi upravo u uređajima za hlađenje i grejanje (HVAC), najviše zbog njihove termalne inercije i načina njihovog funkcionisanja. Potrošnja ovih uređaja najčešće je diktirana termostatima i zato se oni često nazivaju termostatski upravljiva potrošnja (uređaji). Doprinos upravljanja potrošnjom se vidi u ravnjanju dijagrama potrošnje ali i u pružanju dodatnih usluga koje su neophodne za održavanja sigurnosti sistema. U uređaje koji su pogodni za upravljanje potrošnjom spadaju: TA peći, frižideri, zamrzivači, toplotne pumpe, klima uređaji, mašine za pranje veša i sudova, mašine za sušenje i td. Ovaj rad se fokusira na analizu upravljanja potrošnjom HVAC uređaja baziranih na toplotnim pumpama, istražujući mogućnost modifikacije temperature prostorija bez negativnog uticaja na komfor korisnika. Ovi uređaji su identifikovani kao posebno pogodni za ovakve intervencije, budući da se očekuje da će se u kritičnim periodima kada se beleži visoka proizvodnje energije iz solarnih panela, njihova upotreba intenzivirati za potrebe hlađenja, čime bi njihova potrošnja bila u direktnoj korelaciji sa proizvodnjom solarne energije.

3. METODOLOGIJA

3.1 Model upravljive potrošnje

U ovom radu se istražuje upravljanje potrošnjom HVAC uređaja koji rade na principu toplotne pumpe kroz modifikaciju temperature prostorije koje neće remetiti komfor korisnika.
Količina toplotne energije koja je potrebna da se u vremenskom intervalu od trenutka t_0 do trenutka t_1 temperatura prostorije promeni sa vrednosti $\theta_H(t_0)$ na $\theta_H(t_1)$ je definisana izrazom:

$$Q_T = C\frac{[(\theta_H(t_1)-\theta_H(t_0)]}{t_1-t_0} + L\left[\frac{(\theta_H(t_1)+\theta_H(t_0)}{2} - \theta_A\right] \quad (5)$$

, gde C predstavlja toplotni kapacitet stambenih jedinica, L faktor gubitaka, a θ_A temperature ambijenta. Prvi sabirak u izrazu (5) se odnosi na energiju potrebnu za promenu temperature, a drugi se odnosi na energiju potrebnu da se nadoknade gubici usled odvođena toplote u okolinu. U slučaju da ne dolazi do promene temperature prostorije, odnosno kad je $\theta_H(t_0)=\theta_H(t_1)$, količina toplotne energije potrebna da se temperatura održava na toj vrednosti je:

$$Q_{T1} = L[\,\theta_H(t_0) - \theta_A] \quad (6)$$

Kada se u tom intervalu $\Delta t=t_1-t_2$ menja temperatura za $\Delta\theta$, količina potrebne toplotne energije je:

$$Q_{T2} = C\frac{\Delta\theta}{\Delta t} + L\left[\,\theta_H(t_0) - \theta_A + \frac{\Delta\theta}{2}\right] \quad (7)$$

Na osnovu izraza (6) i (7) možemo da dođemo da izraza za razliku količine toplotne energije potrebne usled modifikacije temperature u odnosu na slučaj kada se temperatura održava na istoj vrednosti:

$$\Delta Q = C\frac{\Delta\theta}{\Delta t} + L\frac{\Delta\theta}{2} \quad (8)$$

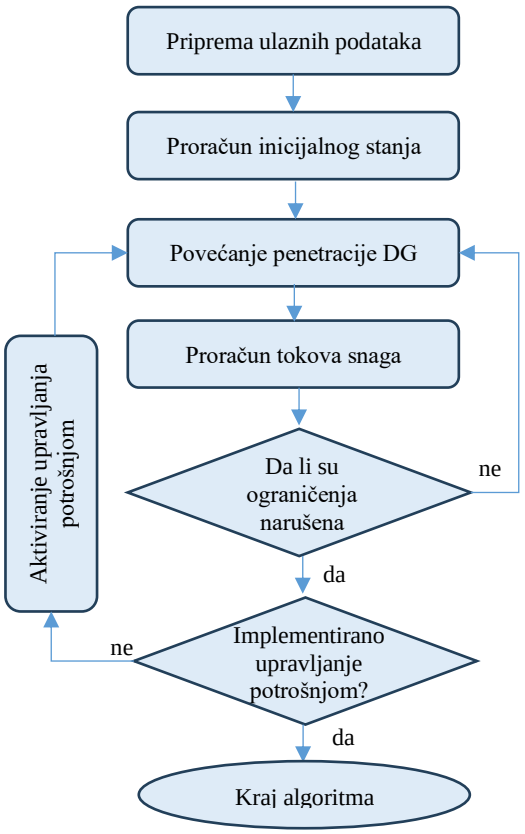
Promena potrošnje električne energije se može izraziti kao:

$$\Delta P = \frac{\Delta Q}{COP} \quad (9)$$

. gde *COP* predstavlja koeficijent performansi HVAC uređaja koji rade na principu toplotne pumpe. *COP* predstavlja meru efikasnosti toplotne pumpe i definisana je kao odnos između količine toplotne energije koju pumpa isporučuje i količine električne energije koja se za to koristi.

3.2 Proračun kapaciteta integracije DG na nivou DM

Kapacitet integracije DG se izračunava postepenim povećanjem količine penetracije u mreži u više malih koraka, gde se penetracija blago povećava u svakom koraku, a zatim se proveravaju tehnička ograničenja. Ako je neko od ograničenja narušeno, kapacitet integracije DG je postignut; u suprotnom, algoritam će povećati penetraciju i ponoviti ceo proces. Kapacitet integracije odgovara količini penetracije DG-a u poslednjem koraku, neposredno pre nego što se naruši neko od zadatih ograničenja. Veličine od interesa su naponi sabirnica i opterećenje vodova koji se mogu dobiti proračunom tokova snaga. Ukoliko je dostignut kapacitet integracije, aktivira se upravljanje potrošnjom i promena profila potrošnje kao rezultat modifikacije podešene temperature. Zatim se ponovo izračunava kapacitet integracije za slučaj kada imamo upravljanje potrošnjom. Detaljni koraci predloženog algoritma su dati u nastavku dok je dijagram algoritma predstavljen na Slici 2.

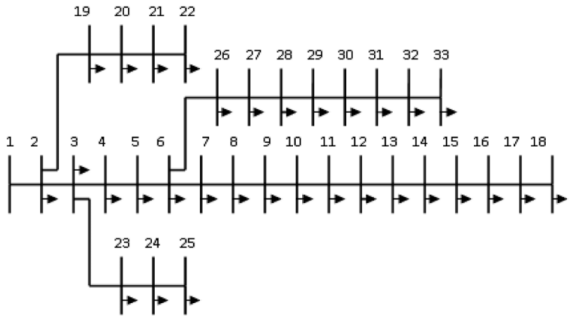


Slika 2 – Algoritam proračuna kapaciteta integracije DG

Korak 1: Priprema ulaznih podataka: parametri mreže i dijagrami potrošnje i proizvodnje iz PV sistema.
Korak 2: Proračun inicijalnog stanja mreže za karakterističan dan kada nema solarnih panela.
Korak 3: Povećanje penetracije DG za definisani priraštaj.
Korak 4: Proračun tokova snaga za svaki sat u okviru dana.
Korak 5: Provera da li su ograničenja narušena (Naponi na sabirnicama, maksimalno opterećenje vodova). Ako nisu vraća se na Korak 3, u suprotnom se nastavlja na Korak 6.
Korak 6: Provera da li je implementirano upravljanje potrošnjom. Ako nije, nastavlja se na Korak 7, u suprotnom se nastavlja se na Korak 8.
Korak 7: Aktiviranje upravljanja potrošnjom. Vraćanje na Korak 3.
Korak 8: Kraj algoritma i prikaz rezultata.

4. REZULTATI SIMULACIJA

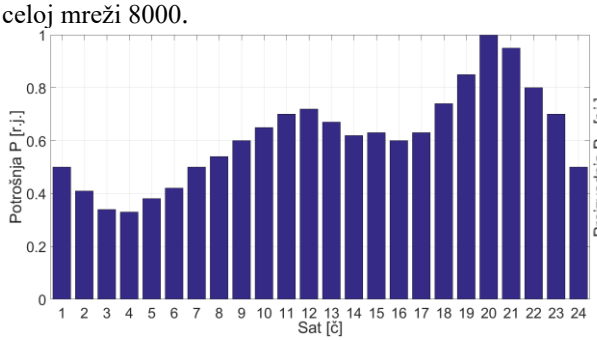
Predloženi algoritam implemetiran u MATLABu, dok je za proračune tokova snaga korišćen softver MATPOWER [11]. Simulacije su izvršena na IEEE test sistemu sa 33 čvorova koji predstavlja standardnu radijalnu distributivnu mrežu sa tri fidera (Slika 3). Detaljni podaci o mreži se nalaze u [12].



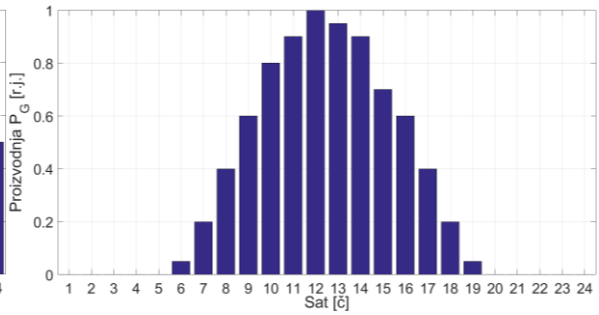
Slika 3 - IEEE test sistem sa 33 čvorova

Za analizu kapaciteta integracije je izabran dan sa minimalnom potrošnjom i maksimalnom proizvodnjom iz PV sistema jer se očekuje da je on najkritičniji u pogledu naponskih ograničenja i opterećenja vodova. U simulacijama je zbog jednostavnosti, ali bez umanjenja opštosti, usvojeno da potrošačka područja na svim sabirnicama prate isti oblik dijagrama potrošnje tokom dana, ali se razlikuju vrednosti vršne snage za svako potrošačko područja. Za dan sa minimalnom potrošnjom je usvojeno radno stanje kome odgovara 50% vršne snage za potrošačke čvorove koje su date u [12]. Dijagram potrošnje predstavljen na Slici 4. Takođe, usvojeno da je profil proizvodnje u svim tačkama sistem isti. Ova pretpostavka je opravdana uzimajući u obzir da ovo distributivno područje pokriva

relativno malu geografsku oblast i da su vremenske prilike slične. Satni profil proizvodnje iz PV sistema je prikazan na Slici 5.
Za toplotni kapacitet stambenih jedinica je usvojeno C=-0.4032 kWh/K, dok je faktor gubitaka L=0.067 kW/K. U simulacijama je izabrano da se prilikom upravljanja potrošnjom smanjuje temperatura stambenih jedinica za jedan stepen i da je broj aktiviranih uređaj u jednom čvoru srazmeran vršnoj snazi tog čvora. Na taj način će se u čvorovima sa većom potrošnjom aktivirati veći broj uređaja. Usvojeno je da je ukupan broj aktiviranih uređaja u celoj mreži 8000.

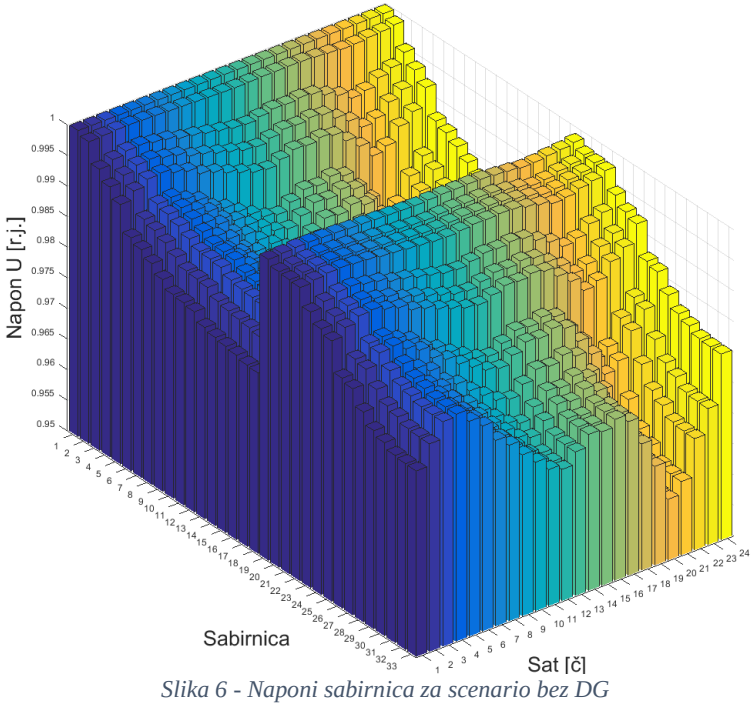


Slika 4 - Dnevni dijagram potrošnje



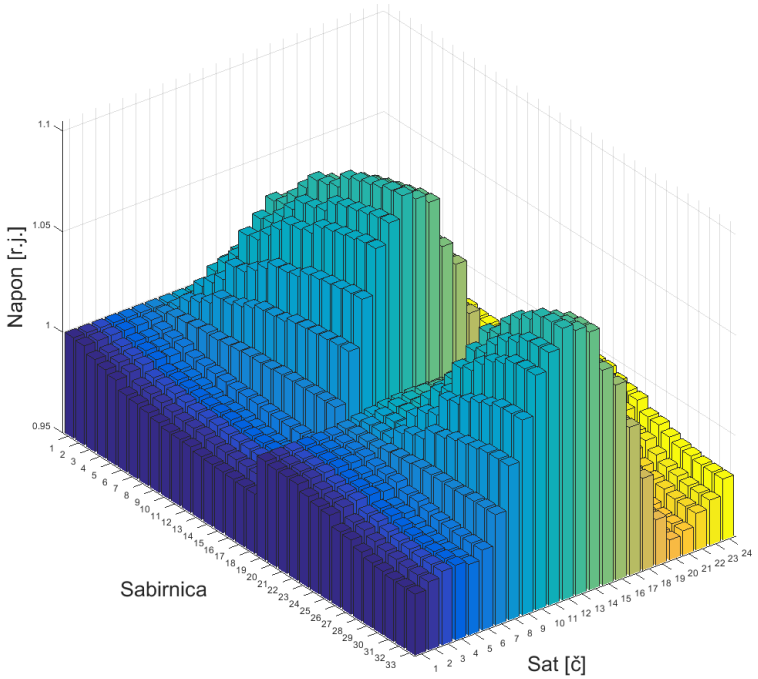
Slika 5 - Dnevni dijagram proizvodnje iz solarnih panela

Treba naglasiti da ovako usvojene početne pretpostavke i model imaju svoja ograničenja. Jedno od ograničenja modela za izračunavanje kapaciteta za integraciju DG leži u tome što se penetracija DG u svakom čvoru povećava proporcionalno vršnoj potrošnji koja je povezana na tu sabirnicu. Kapacitet za integraciju koji se na ovaj način dobija predstavlja lokalni, a ne globalni maksimum. Da bi se postigao globalni maksimum, neophodna je optimizacija koja uključuje određivanje maksimalnih kapaciteta za svaki čvor. Pri tome, maksimalne snage PV sistema, koje se mogu instalirati u pojedinim čvorovima, ne moraju nužno biti u direktnoj proporciji sa vršnom potrošnjom, kako je ovde pretpostavljeno. Takođe, upravljanje potrošnjom se ne aktivira samo na sabirnicama na kojima su narušena ograničenja, već na svim sabirnicima u mreži pri čemu je broj aktiviranih uređaja srazmeran snazi potrošnje u tom čvoru. Ovako usvojena pretpostavka se može opravdati činjenicom da će aktiviranje upravljanja potrošnjom u drugim čvorovima svakako doprineti poboljšanju napona čvorova koji su ugroženi, ali ovakva aktivacija nije optimalna. Odnosno da se optimalnom alokacijom upravljanja potrošnjom može minimizirati broj aktiviranih uređaja pri čemu bi se postigao isti rezultat. Ova ograničenja modela ne umanjuju značaj tumačenja rezultata, ali važno je napomenuti da postoji prostor za dalje unapređenje modela. Treba istaći da je cilj ovog istraživanja da se pokaže da modifikacijom temperature prostorije od jednog stepena za agregisani skup potrošača možemo da utičemo na narušena ograničenja
Na slici 6 su prikazani naponi svih sabirnica u svakom satu tokom dana koji odgovara minimalnoj potrošnji za scenario kada ne postoji DG. Dobijeni rezultat je očekivan jer se može uočiti korelacija između potrošnje i naponskih prilika gde se u periodima sa većom potrošnjom beleže niži naponi na sabrinicama. Takođe, sabirnice koje se nalaze bliže napojnom čvoru (čvoru 1) imaju veće napone nego one koje se nalaze na kraju fidera.



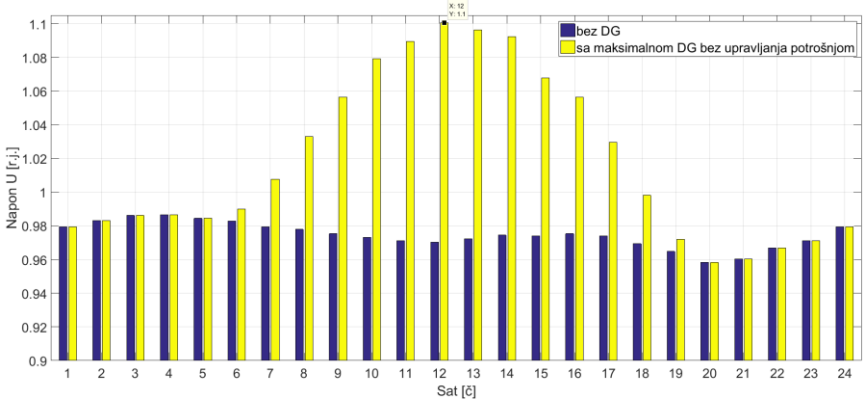
Slika 6 - Naponi sabirnica za scenario bez DG

Na slici 7 su prikazani naponi svih sabirnica tokom dana za scenario kada postoji maksimalni instalisani kapacitet DG bez upravljanja potrošnjom. Tada napon sabirnice 18 u satu 12 dostiže vrednost 1.1005, i prvi put je narušena granica za napone od 1.1r.j. koja je usvojena za ograničenje. Na slici se vidi da u periodima kada postoji veća proizvodnja iz solarnih panela, sabirnice imaju napone koje su veće od nominalnih. Za razliku od prethodnog slučaja kada nije bilo instalisane DG, sabirnice koje se nalaze na kraju fidera imaju veće napone zbog obrnutih tokova snaga.



Slika 7- Naponi sabirnica za scenario sa maksimalnom DG bez upravljanja potrošnjom

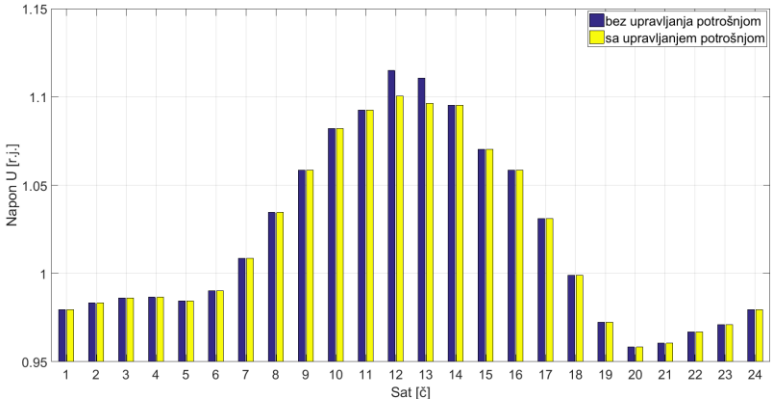
Zbog preglednijeg prikaza, na slici 8 su dati naponi sabirnice 18 u dva scenarija: bez DG i sa instaliranim maksimalnim kapacitetom DG kada nemamo upravljanje potrošnjom. Sabirnica 18 je identifikovana kao kritična jer na njoj prvo dolazi do narušavanja dozvoljenih naponskih ograničenja. Važno je istaći da, pri usvojenim pretpostavkama o maksimalnim prenosnim kapacitetima vodova nije došlo do narušavanja ograničenja maksimalnog opterećenja vodova. Međutim, zavisno od izabranih pretpostavki i parametara mreže, može se pojaviti situacija u kojoj se prvo narušava ovo ograničenje, čineći ga kritičnim faktorom koji ograničava maksimalni kapacitet instalirane DG, umesto naponskih uslova.



Slika 8 - Napon sabirnica 18 bez DG i sa maksimalnom DG bez upravljanja potrošnjom

Za maksimalnu instalisanu snagu DG bez upravljanja potrošnjom se dobija 184% ukupne vršne snage potrošnje, dok se maksimalnu instalisanu snagu sa upravljanjem potrošnjom dobija 192% što je povećanje od 4.35%. Treba naglasiti da povećanje maksimalnog kapaciteta zavisi od kapaciteta upravljanja, odnosno koliko upravljive potrošnje možemo da koristimo.

Na slici 9 su dati naponi sabirnice 18 kada je priključena DG koja odgovara maksimalnom kapacitetu koji može da se priključi na mrežu u slučaju da imamo upravljanje potrošnjom, za scenario kada nije implemetirano upravljanje potrošnjom i kad jeste. Sa slike se vidi da kada nema upravljanja potrošnjom naponi sabirnice 18 su veće od dozvoljene vrednosti u satu 12 i satu 13. Kada se u tim satima aktivira upravljanje potrošnjom, naponske prilike nisu narušene.



Slika 9 - Napon sabirnica 18 pri maksimalnom istalisanom kapacitetu DG sa i bez upravljanja potrošnjom

5. ZAKLJUČAK

Ovaj rad istražuje kako upravljanje potrošnjom, posebno preko HVAC uređaja, može doprineti povećanju kapaciteta za integraciju PV sistema u distributivne mreže. Implementacija strategija upravljanja potrošnjom pruža značajan potencijal za odloženo investiranje u infrastrukturu, uprkos izazovima koje predstavljaju obrnuti tokovi snage i naponska ograničenja usled simultano niske potrošnje i visoke proizvodnje iz PV sistema. Demonstrirano je kako se prilagođavanjem potrošnje HVAC uređaja može uskladiti potrošnja sa proizvodnjom, smanjujući potrebu za prenosom viška energije i potencijalno ublažavajući narušavanje naponskih prilika i preopterećenje vodova. Ovo istraživanje ukazuje na važnost fleksibilnosti potrošnje kao ključnog elementa u efikasnom upravljanju distributivnim mrežama u budućnosti koja će biti sve više definisana visokom integracijom OIE.
Iako predstavljeni model ima svoja ograničenja, kao što je pretpostavka proporcionalnog povećanja kapaciteta PV sistema u odnosu na vršnu potrošnju po čvorovima, rezultati jasno pokazuju potencijal i važnost daljeg istraživanja i razvoja u području upravljanja potrošnjom. U budućim radovima trebalo bi razmotriti detaljniju optimizaciju, uključujući specifične karakteristike potrošnje po čvorovima i potencijalno diferencirano upravljanje potrošnjom u zavisnosti od trenutnih potreba mreže.
Glavni zaključak rada je da je implementacijom efikasnih strategija upravljanja potrošnjom moguće znatno doprineti energetskoj tranziciji ka održivijim i efikasnijim distributivnim mrežama.

LITERATURA

[1] Integrisani nacionalni energetski i klimatski plan republike Srbije za period do 2030. sa vizijom do 2050. godine https://www.mre.gov.rs/tekst/sr/1115/-integrisani-nacionalni-energetski-i-klimatski-plan-republike-srbije-za-period-do-2030-sa-vizijom-do-2050-godine.php (Pristup 31.03.2024)

[2] Registar kupaca – proizvođača - Kupac-proizvođač koji je domaćinstvo (Datum poslednjeg ažuriranja: 29.03.2024.) http://edbnabavke.edb.rs/registar_kupaca/DOMACINSTVA/DOMACINSTVA.pdf (Pristup 31.03.2024)

[3] Registar kupaca – proizvođača - Kupac-proizvođač koji je stambena zajednica (Datum poslednjeg ažuriranja: 07.02.2024.) (http://edbnabavke.edb.rs/registar_kupaca/STAMBENA_ZAJEDNICA/STAMBENA_ZAJEDNICA.pdf) (Pristup 31.03.2024)

[4] Registar kupaca – proizvođača - Kupac-proizvođač koji nije domaćinstvo ili stambena zajednica (Datum poslednjeg ažuriranja: 29.03.2024.) http://edbnabavke.edb.rs/registar_kupaca/OSTALI_KP/OSTALI_KP.pdf (Pristup 31.03.2024)

[5] B. P. Bhattarai, B. Bak-Jensen, J. R. Pillai, and M. Maier, "Demand flexibility from residential heat pump," in PES General Meeting| Conference & Exposition, 2014 IEEE, 2014, pp. 1-5.

[6] K. Christakou, D.-C. Tomozei, J.-Y. Le Boudec, and M. Paolone, "GECN: Primary voltage control for active distribution networks via real-time demand-response," Smart Grid, IEEE Transactions on, vol. 5, pp. 622-631, 2014.

[7] C. Koch-Ciobotaru, R. Boraci, O. Prostean, and I. Szeidert, "Voltage control in a microgrid using demand response," in Applied Computational Intelligence and Informatics (SACI), 2013 IEEE 8th International Symposium on, 2013, pp. 233-237.

[8] X. Li, T. Borsche, and G. Andersson, "PV integration in Low-Voltage feeders with Demand Response," in PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven, 2015, pp. 1-6.

[9] O. Malik and P. Havel, "Active demand-side management system to facilitate integration of RES in low-voltage distribution networks," Sustainable Energy, IEEE Transactions on, vol. 5, pp. 673-681, 2014.

[10] B. P. Bhattarai, I. D. de Cerio Mendaza, B. Bak-Jensen, and J. R. Pillai, "Local Adaptive Control of Solar Photovoltaics and Electric Water Heaters for Real-time Grid Support," Proceedings of the Cigré Session 2016, 2016.

[11] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez (2020). *MATPOWER (Version 7.1)* [Software]. Available: https://matpower.org doi: [10.5281/zenodo.4074135]

[12] M. E. Baran and F. F. Wu, "Network reconfiguration in distributionsystems for loss reduction and load balancing," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 4, no. 2, pp. 1401-1407, Apr 1989. doi: 10.1109/61.25627

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R4-12

BIDIREKCIONA ELEKTRIČNA VOZILA KAO ZNAČAJAN RESURS ZA BALANSIRANJE EES

BIDIRECTIONAL ELECTRICAL VEHICLET AS A SIGNIFICANT RESOURCE IN ELECTRICITY BALANCING

Saša Zdravković, Schneider Electric Hub, Novi Sad, Srbija
Nikola Tošić, Elektromreža Srbije a.d. Beograd, Srbija
Milan Blažić, Schneider Electric Hub, Novi Sad, Srbija
Marko Zarić, Elektromreža Srbije a.d. Beograd, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Elektroenergetski sistem svakodnevno u sve većoj meri prestaje da bude imun na upliv novih tehnologija u proizvodnji i skladištenju električne energije. Navedeno prati potreba za složenijom, pouzdanijom i bezbednijom komunikacijom među svim karikama u lancu koje obezbeđuju siguran i pouzdan rad EES. U svetlu sve intenzivnijeg rasta potrošnje, i distribuirane proizvodnje na distributivnoj mreži, nameću se potrebe za intenzivnijom saradnjom operatora prenosne i distributivne mreže, kako bi se EES održao u pouzdanom i stabilnom režimu. U ovu svrhu, neophodno je da se za navedeno razviju novi i prilagode postojeći softverski alati. U radu će biti akcentovane baterije bidirekcionih električnih vozila kao veoma perspektivan resurs za balansiranje, a sve na primeru EES Republike Srbije.

Ključne riječi: Bidirekciona EV, Softverski alati u energetici, Balansiranje, Integracija OIE, Distributivna mreža

ABSTRACT

With each passing day, the electric power system ceases to become immune to the impact of influx of new technologies in the field of power production and energy storage. Mentioned is accompanied by the need for more complex, reliable and secure communication among all links of the chain that enable safe and reliable operation of the power system. In the light of the increasingly intensive growth of consumption and distributed production within the distribution network, there is a need for more intensive cooperation between transmission and distribution network operators, in order to maintain the power system's reliable and stable operation. For this purpose, it is necessary to develop new and adapt existing software tools for the aforementioned. This paper will place the emphasis on batteries of bidirectional electric vehicles as a very promising resource in electricity balancing, all within the example of the power system of Serbia.

Key words: Bidirectional EV, Software tools in energy, Electricity balancing, Integration of RES, distribution network

sasa.zdravkovic@se.com; milan.blazic@se.com; marko.zaric@ems.rs; nikola.tosic@ems.rs

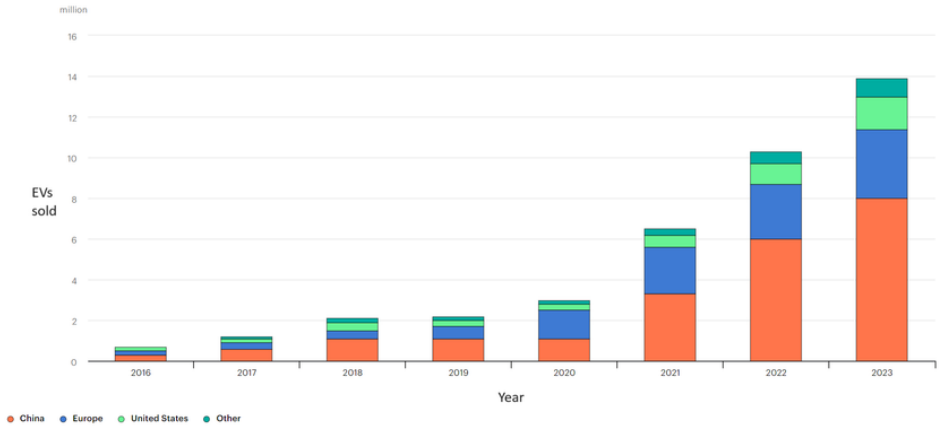
1. UVOD

Nedostatak električne energije intenziviran geopolitičkim, društveno-ekonomskim i ekološkim činiocima, je svakako najaktuelnija tema na polju energetike, na globalnom nivou i kao takva već dugi niz godina nameće brojne izazove iz kojih proizilaze razna moguća rešenja. Napuštanje konvencionalnih izvora za proizvodnju energije iz fosilnih goriva, podstaknutim njihovim iscrpljivanjem ili finansijskim metodama proizašlim iz ekonomsko-političkih stremljenja se podudarilo sa težnjom za elektrifikacijom transporta. Dodatni činioci koji doprinose rastu potrošnje ili makar očekivanom rastu potrošnje električne energije su korišćenje toplotnih pumpi za grejanje umesto gasa i sve veća potreba za data centrima. .
Aktuelno rešenje za nedostajuće kapacitete za proizvodnju električne energije su nekonvencionalni, dominantno obnovljivi izvori energije koji nisu upravljivi i koji su uglavnom nekompatibilni sa krivama potrošnje na

distributivnom delu mreže svakog elektroenergetskog sistema. Kako bi se nedostajuće količine ukupno potrebne električne energije u velikoj meri nadomestile proizvodnjom iz obnovljivih izvora, istovremeno je neophodno imati i kvalitetno balansiranje EES [1]. Kao što se obnovljivi izvori energije povezuju i na prenosnu i na distributivnu mrežu, potrebno je i na distributivnom nivou naći resurse za balansiranje nalik onima koji postoje na prenosnoj mreži.

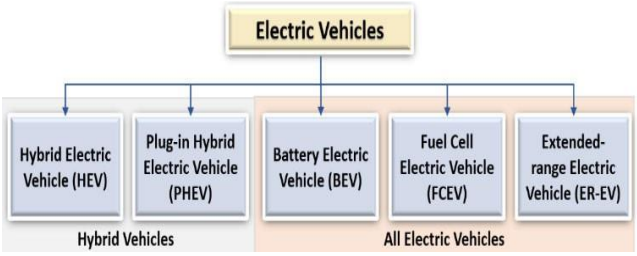
2. ELEKTRIČNA VOZILA

Električna vozila su dominantno najveći uzrok rasta potrošnje električne energije kako za njihovu proizvodnju, tako i njihov pogon. [2].Razvoj tehnologije i sve veći procenat investicija na tom polju utiče na veliku ekspanziju u proizvodnji električnih automobila u dominatne tri regije u svetu-slika **1**. Pomenuto počinje da nagoveštava mogućnost rešenja za balansiranje celokupnog elektroenergetskog sistema koje bi za resurs imale baterije kao najbitniji deo svakog električnog vozila. U radu će biti opisan razvoj tehnologija u oblasti V2G (Vehicle to Grid), ali se doprinos u balansiranju EES svakako očekuje i u V2V (Vehicle to Vehicle) i V2H (Vehicle to Home) a sve navedeno jeste deo podskupa V2X (Vehicle to everything).



Slika 1 Broj prodatih električnih automobila u Kini, Evropi i SAD izvor iea.org.

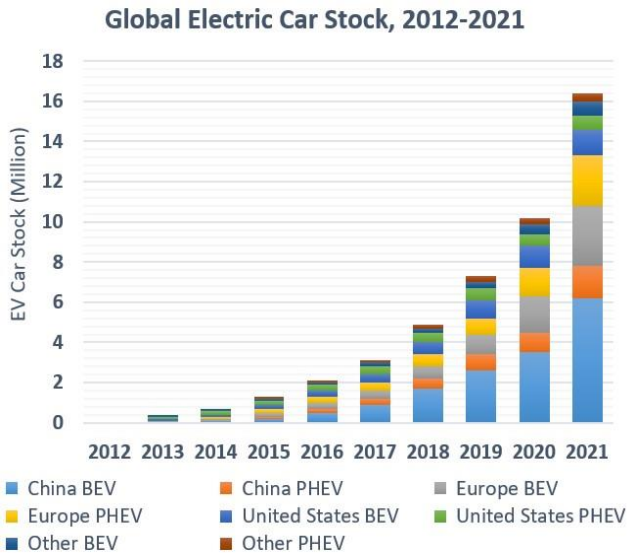
Funkcionalnost da se energija koja se proizvodi u periodu dana/noći kada je njena tržišna cena niža akumulira u baterijama automobila, a u vršnim satima vraća u mrežu nije primenjiva na većini ili na najvećem broju električnih automobila. Za pomenuto je neophodno da i automobil i punjač imaju tu mogućnost i da se navedeno realizuje prema prethodno definisanim protokolima.
Iako je ova tehnologija u ranom razvoju i nedovoljno rasprostranjena, zbog izuzetno velikog potencijala koji nosi neophodno je uzeti je u razmatranje. Kada bi se, uzmimo za primer, u Republici Srbiji koja ima oko 2.2 miliona registrovanih automobila, samo 2% automobila zamenilo električnim bidirekcionim vozilima kapaciteta baterija od 50kWh, regulacioni potencijal baterija u njima bi bio veći od 2000 MWh. Ako se uzme da je optimalni i raspoloživ kapacitet pomenutih baterija u rasponu od 20% do 80% procenata, dolazi se do brojke od 1200 MWh koja odgovora četvorosatnom radu najveće reverzibilne elektrane u EES Republike Srbije. Uprkos tome što je neophodno napomenuti da svaki automobil ima definisanu maksimalnu snagu punjenja/pražnjenja za naizmeničnu struju/napon, da neće uvek sva vozila biti dostupna/raspoloživa, navedene brojne vrednosti su blago rečene respektabilne. Ako je prosečna potrošnja električne energije u domaćinstvima u R. Srbiji oko 400 kWh mesečno, sledi da je iz prosečne baterije iz V2G vozila moguće teoretski obezbediti trodnevnu potrošnju.

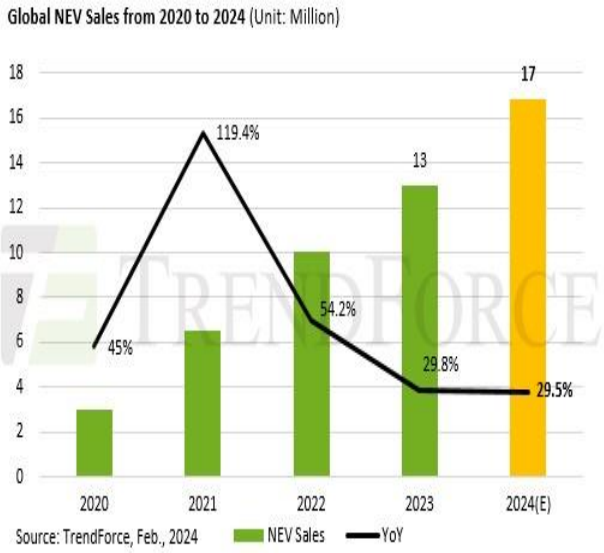


Slika 2 – Klasifikacija električnih vozila[13]

Treba istaći i činjenicu da sva električna vozila sa priključkom za punjenje baterije(BEV) jesu rezervoar za balansiranje i to u određenoj meri mogu biti i hibridna vozila sa priključkom za punjenje-PHEV (slike 2,3). Poseban tip električnih vozila sa sopstvenim generatorom ER-EV zbog zanemarljive zastupljenosti u odnosu na navedena električnih vozila neće biti obrađivan. Ostavli tipovi vozila koja koriste baterije poput hibridnih vozila HEV, vodonično-električna vozila-FCEV nisu od interesa jer je baterija električno nedostupna i ipak male snage. Iako broj električnih automobila eksponencijalno raste, u poslednjih par godina stepen rasta se stabilizuje (slika 4). Racionalniji pristup pri kupovini je posledica potrebne infrastrukture za električna vozila koja se nameće kao obaveza ka operatoru distributivnog sistema (u daljem tekstu: ODS).

U Evropi i svetu postoji nekoliko primera koncepta V2G koji jeste pokazao nedostatke, ali i optimistične rezultate[3,11,16,17]. Prepoznati su nedostaci u standardizaciji i unifikaciji samih priključaka vozila i načina na koji se energija preuzima i daje u mrežu kao i pravne i regulatorne osobenosti primene ovog rešenja. Potrebno je istaći i da postoje i da se razvijaju koncepti i bežičnog prenosa energije između baterije i mreže [4]. Prepoznato je da je neophodno motivisati stanovništvo da kupuje bidirekciona vozila/punjače, kako bi i prozvođači električnih automobila krenuli u istom pravcu. Neupitno ulaganje u infrastrukturu operatora distributivnih sistema je neophodno uvećati za moderne softverske alate koji omogućavaju protok i komunikaciju između svih zainteresovanih strana korisnika distributivnog sistema i veći stepen fleksibilnosti u korišćenju postojeće infrastrukture.





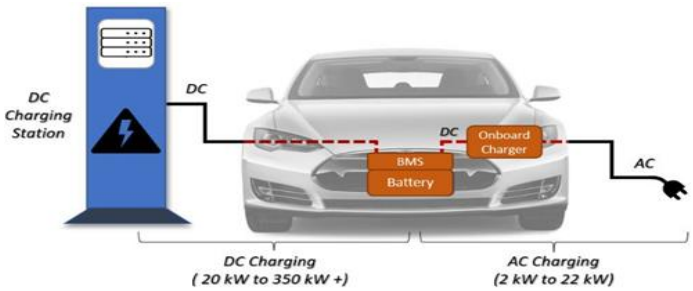
Slika 3 – Raspodela ukupnog broja svih električnih vozila izvor [14] **Slika 4** – Trend prodaje BEV u svetu.-Trendforce

2.1 Položaj operatora distributivnog sistema

Činjenica da se usled veće količine električne energije na distributivnom nivou EES očekuju i imaju veći gubici, vodi ka optimizaciji tokova snaga i težnji da se energija troši u blizini distribuiranih izvora električne energije. Uloga ODS u dekarbonizaciji saobraćaja stoga mora biti manje inertna i proaktivna u smislu donošenja mera i kreiranja klime ka, što je moguće bezbednijem, uplivu bidirekcionih vozila/punjača. Njihova upravljivost i robusnost može biti korišćena u svrhu smanjenja jaza koji će nastati između raspoloživih kapaciteta i potrebne infrastrukture za korišćenje električnih vozila u saobraćaju. Drugim rečima i ODS treba da prepozna motiv u integraciji vozila/punjača sa funkcionalnošću V2G. U slučaju velike penetracije energije iz baterija, treba predupredi probleme sa "prljanjem" naponske slike uplivom harmonika i njihovoj superpoziciji [5]. Sa druge strane treba omogućiti vlasnicima bidirekcionih vozila finansijsku korist/nadoknadu za raspoloživost i korišćenje vozila/baterija. Nekoliko primera primene koncepta V2G se uveliko realizuje u Australiji, Kaliforniji i pojedinim gradovima u Evropi. Na osnovu tih primera iz Evrope i ostatka sveta je potrebno naći način za realizaciju V2G rešenja koji bi najviše pogodovao svakom pojedinačnom ODS. Konkretno, Elektrodistribucija Srbije (u daljem tekstu: EDS) je u procesu implementacije najrasproastanjenijeg i najnaprednijeg sistema za upravljanje distributivnim sistemom – ADMS/DERMS [6], koji je, opet, sa druge strane kompatibilan i primenjiv za rastuću inetegraciju distribuiranih obnovljivih izvora električne energije, električnih vozila i sličnih kapaciteta koji mogu, ali ne moraju biti u skupu agregatora.

Treba istaći i mogućnost primene V2G tehnologije u primarnoj regulaciji EES i potencijalnoj koristi za učesnike u procesu [7]. Određeni inženjerski krugovi zastupaju tezu da je učešće V2G koncepta jednako značajna u regulaciji učestanosti i tokova reaktivne snage poput balansiranja EES [8]. Raznolikost rešenja koja se primenjuju u proizvodnji kako automobila tako i punjača navodi na poteškoće u unifikaciji primene koncepta koji ipak polako konvergira ka univerzalnim rešenjima- slika 5.

Da li će se V2G sprovoditi preko DC/AC konverzije u samim automobilima koji će potom preko AC punjača moći da vraćaju energiju u mrežu ili će, pak, konverzija biti u posebnim punjačima umnogome može zavisiti od ODS. Nije realno očekivati da će EDS ili bilo ko od ODS iz okruženja dati veći doprinos u standardizaciji pretvarača u automobilima ili u punjačima, ali se u slučaju afiniteta prema jednom od koncepata mora odrediti i na osnovu toga iznedriti odgovarajuću strategiju i potrebne protokole.



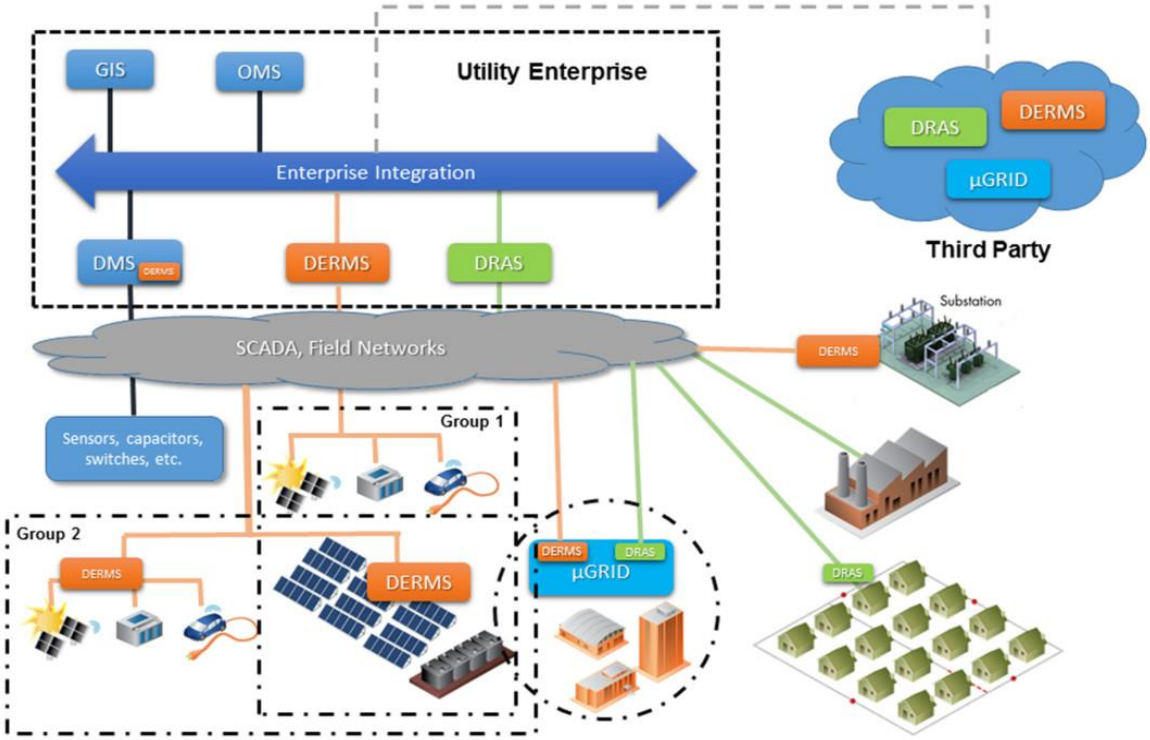
Slika 5 AC i DC sistem punjenja električnog vozila sa opsezima snage.

2.2 Iskustva iz Kalifornije

Najveća koncentracija nekonvencionalnih automobila na svetu, i najveći broj instalisaih električnih punjača je u Kaliforniji. U ovoj američkoj saveznoj državi je aktivno niz akata i finansijskih programa koji propagiraju totalnu dekarbonizaciju transporta do 2035.[9] Dekarbonizacija transporta ovde podrazumeva i uključuje već sada respektabilan broj vozila na vodonik. Dodatno, specifični klimatski uslovi, xvkoncentracija kapitala i društveno ekonomski konsenzus doprinose velikom stepenu integracije električnih vozila. U kalifornijskom ODS, je u toku projekat za upravljanje DER (Distributed Energy Resurces) grupama [10]. DER grupa može biti jedan ili više korisnika koji pred ODS nastupaju najčešće zajednički. Kako je distributivna mreža nedovoljno razvijena za ovaj tempo zahteva, dominantno od elektrifikacije transporta, redovno se javljaju opterećenja u vršnim satima bliska ili jednaka dozvoljenim limitima, uz uvek aktuelne nove zahteve za priključenje velikih potrošača, a sa druge strane i proizvođača (preko 1 MW instalisane snage). Trenutni način korišćenja postojećih kapaciteta ne može da odgovori na postavljene izazove, a izgradnja distributivne mreže je skup i dugotrajan proces pa se stoga pristupilo za modernim softverskim rešenjem koje treba da omogući optimalno i racionalno korišćenje postojećih resursa. Glavni korisnici sistema su velike Tesline stanice za ultrabrzo DC punjenje električnih automobila. Kada se razmatra činjenica da broj punjača instalisane snage 280 kW, na jednom srednjenaponskom (12 kV) izvodu ide i na brojku od preko 20 punjača, nameće se zaključak da je neminovno fleksibilno upravljanje ovim opterećenjima. U Kaliforniji, se sa druge strane, van urbanih sredina, na slabo opterećenim izvodima uvećavaju zahtevi za instalacijom velike količine solarnih elektrana koje mogu proizvoditi više od potreba distributivne mreže. Implementacija je takva da svi korisnici(DER) sa instalisanom snagom preko 1 MW mogu da budu učesnici ovog programa podrške upravljanju distributivnom mrežom i to na jedan od tri načina:

1. Fleksibilna potrošnja
2. Fleksibilna proizvodnja
3. (DIDF)-Okvir za odlaganje investiranja u distributivnu mrežu

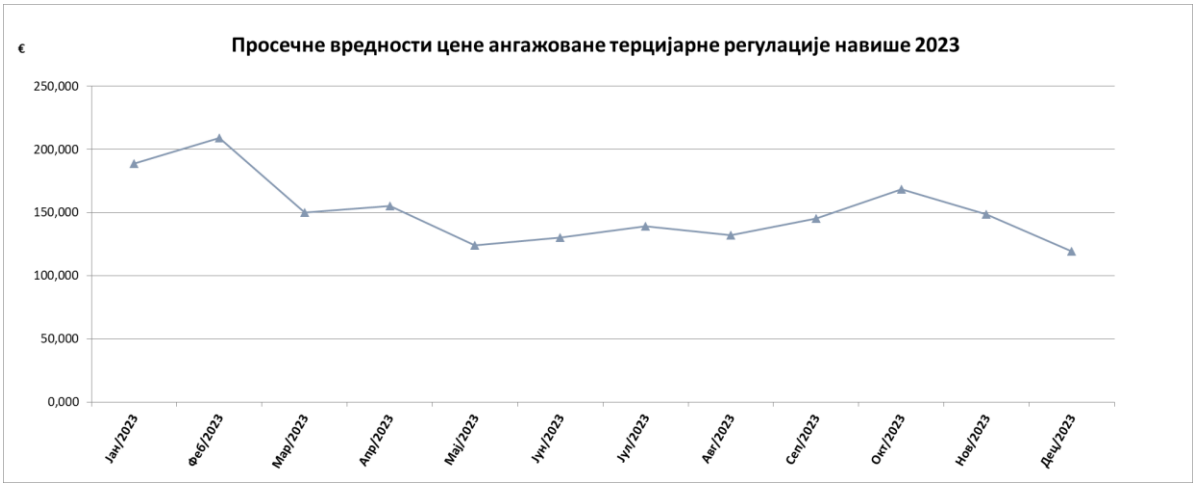
Jedan korisnik može biti potpisnik više od jednog programa, a baterije i V2G vozila mogu biti u sva tri. Kao učesnik u ovom programu svaki korisnik dobija zagarantovanu snagu koja može i ne mora biti promenljiva u vremenu, plus mogućnost da se zagarantovana snaga komandom podigne do instalisane, kada postoji kapacitet na izvodu. Alat sadrži prognozu zasnovanu na SVM-u (Support Vector Machine) koji je sastavni deo DERMS-a (Distributed Energy Resurses Managment System) na osnovu koga se izračunava projektovano opterećenje izvoda. Limiti izvoda su ranije podešeni i mogu se u svakom trenutku promeniti. Na osnovu prognoze i limita izračunava se kapacitet na izvodu koji se može dodeliti korisnicima (fleksibilna potrošnja i proizvodnja). Na osnovu kapaciteta, šalje se komanda korisnicima preko interneta koristeci 2030.5 protokol-slika 6. Važno je napomenuti da korisnici kojisu prijavljeni na fleksibilnu proizvodnju i potrošnju komandom dobijaju mogućnost da koriste kapacitet koji im je dodeljen, ne i obavezu.
Treća grupa korisnika (Distribution Investment Deferral Framework) [11] je uvedena, sledeći prevod naziva, radi odlaganja investicija u distributivnu mrežu. Ova grupa korisnika/kompanija koje se na različite načine bave upravljanjem potrošnjom, ima ulogu da rešava zagušenja koja je prognoza predvidela (bilo da smanjuju opterećenje izvoda ili da ga povećavaju) i u obavezi su da snagu prilagode primljenoj komandi ODS. Ukoliko postoji potreba za angažovanjem DIDF-a podrazumevano je da ne postoji mogućnost slanja komande za korisnika čije angažovanje narušava postojeći limit, odnosno ne postoji angažovanje za fleksibilne korisnike na osnovu DIDF-a. U svakom trenutku moguće je date komande poništiti ručno, a postoje i mehanizmi automatskog poništenja komandi u slučaju nekih nepredviđenih dešavanja u mreži.



Slika 6. Prikaz integracije DERMS unutar DSO izvor www.linkedin.com/gerald-r-gray

3. MOGUĆI KONCEPT U PRIMENI REŠENJA V2G

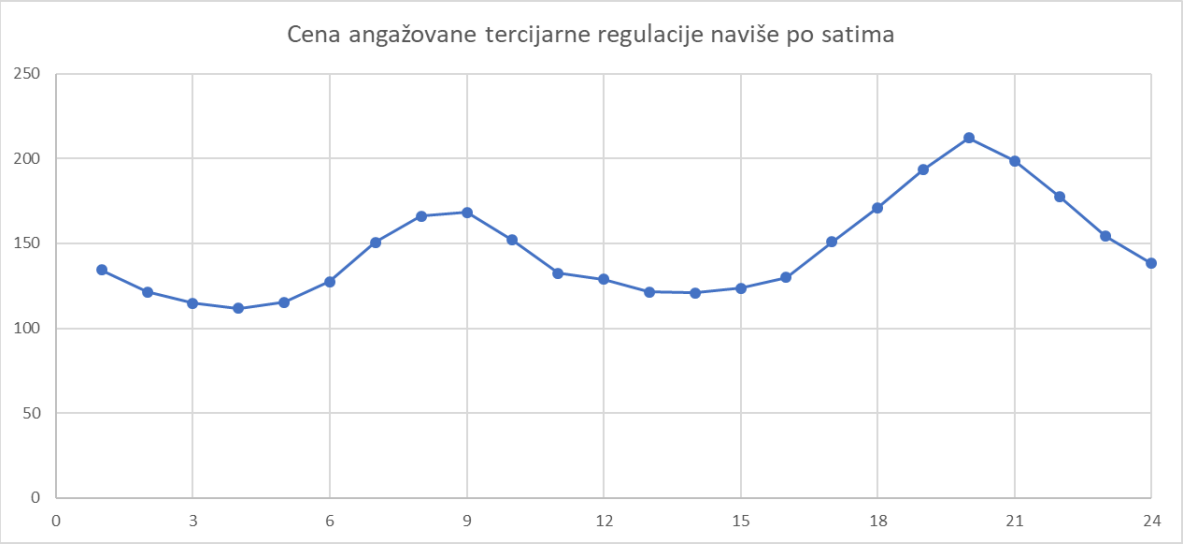
Najbitniji uslov za primenu V2G koncepta je motivacija stanovništva/potrošača da kupuje vozila koja to omogućuju i koja su zbog potrebne specifikacije trenutno skuplja od klasičnih električnih vozila. Da bi pomenuto bilo moguće neophodno je da se kupcima vozila ponudi koncept po kom bi investicija bila isplativa ili kompenzovana određenim povlasticama. Trenutno najrasprostranjenije rešenje je integracija Operatora prenosnih sistema (u daljem tekstu: OPS) i ODS preko platformi koje omogućavaju pristup balansnom tržištu svakom vlasniku električnih vozila ili sličnih resursa [12]. Ovakve platforme korisnicima omogućavaju transparentne i regulisane finansijske tokove i preglednost koja se uglavnom ogleda kroz korišćenje specifične aplikacije. Korisnike platforme/aplikacije uglavnom motiviše mogućnost zarade ili uštede na osnovu razlike u ceni električne energije u pojedinim periodima dana ili godine. ODS nema kontakte sa pojedinačnim korisnicima, ali nema uvid u tokove ili promene tokova električne energije koje mogu biti izazvane velikom penetracijom električnih vozila sa ili bez V2G funkcionalnosti.



Grafik 1. Kretanje prosečne mesečne cene u eur /MWh angažovane tercijarne regulacije naviše u 2023.godini u EES R. Srbije. Izvor:EMS

Na primeru elektroenergetskog sistema (u daljem tekstu: EES) Republike Srbije će biti sagledana moguća (u)potreba energije iz električnih vozila za balansiranje EES. Pomenuto će biti razmatrano rasponima u ceni angažovane cene tercijarne regulacije u smeru naviše. -Grafik 1
Na grafiku je razmatrana samo 2023. godina jer je u periodu druge polovine 2021. godine i u 2022. cena angažovanja tercijarne regulacije imala veoma visoke vrednosti zbog energetske krize u Evropi. Nakon toga dolazi do stabilizacije na vrednostima od oko 140 EUR/MWh.

Tercijarna regulacija naviše je angažovana ukupno u 4295 sati što predstavlja malo manje od 50% sati. Prilikom angažovanja cena tercijarne regulacije se kretala u rasponu od 30 do 445 EUR/MWh. Gledano po satima kada je postojalo angažovanje tercijarne regulacije naviše prosečne cene su prikazane na sledećem Grafiku 2.



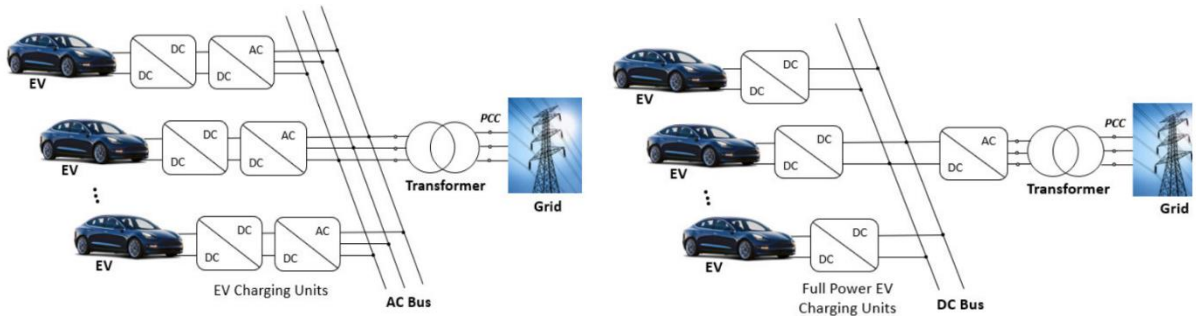
Grafik 2. Kretanje prosečne cene angažovane tercijarne regulacije naviše u eur /MWh po satima u 2023.godini u EES R. Srbije. Izvor: EMS.

Na grafiku 2 vidimo u kojim vremenskim intervalima postoji najveća mogućnost angažovanja po većim cenama. Iako je u periodima intezivne komutacije i korišćenja vozila najveća cena tercijarne regulacije naviše i dalje postoji dovoljan broj sati i perioda u toku dana kada bi tercijarna energija iz električnih vozila mogla da se ponudi na tržištu imajući u vidu da 80% vremena su vozila parkirana[15].

4. DRUGI MOGUĆI KONCEPT U PRIMENI REŠENJA V2G

Nedostatak koncepta sa integratorima ili platformom za jedinstven pristup tržištu električne energije je u činjenici da ODS ne utiče na tokove snaga koji mogu stvoriti probleme u vidu rizika po stabilnost napajanja potrošača ili povećanju gubitaka. Drugi nedostatak je potencijalno umanjenje zarade zainteresovane strane - kupca V2G automobila, usled niza posrednika u lancu, koji mogu rezultirati manjom motivacijom za buduće kupce. Rešenje o kome vredi razmisliti je da se ODS pojavi kao učesnik na balansnom tržištu električne energije sa ciljem optimalne kontrole tokova i smanjenja gubitaka u svojoj mreži i maksimizacijom profita vlasnika vozila na osnovu broja V2G vozila i njihove upravljivosti. Ovakva tržišna koordinacija između OPS i ODS jeste kompatibilna sa evropskim tržištem električne energije, i to bi moglo poboljšati fleksibilnost pružanja usluga iz distribuiranih energetskih resursa [13].
ODS bi verovatno poput uloge OPS imao regulisanu nadoknadu za učešće u balansnom mehanizmu ili bi to drugačije bilo rešeno regulatornim okvirom. U daljoj razradi bi se definisalo i na koji način i kojim resursima bi ODS mogao da odgovori na ove izazove i na koji način bi mogao da vlasnike V2G vozila motiviše u vidu oslobađanja naknade za mrežarinu ili cene priključka ili reprograma finansijskih obaveza u oba smera. Sa strane ODS bi se od budućih korisnika razmatrale karakteristike od interesa koje su pored iznosa instalisane snage u baterijama, i geografski i električni položaj unutar mreže koju kontroliše ODS. Takođe bi i usluge koje distribuirani energetski resursi (DER) pružaju prema OPS bile dostupne.
EDS sa ADMS/DERMS sistemom ima kompatibilnost sa predloženim rešenjem i šansu za većom koncentracijom inovativnih rešenja za nove izazove koji mogu biti predmet interesovanja raznih privrednih subjekata. Na primeru EES Srbije, kao solidna mogućnost za primenu ovakvog rešenja stoje velike (javne) garaže, hotelski kompleksi i veliki poslovni kompleksi koji su na mrežu priključeni preko transformatora 10/04 kV/kV. Ostali manji korisnici bi verovatno potpadali pod interesnu grupu agregatora. Veliku ulogu u funkcionalnosti potrebne infrastrukture igraju i načini priključenja velikih postrojenja [14] sa ultrabrzim punjačima kojih će neminovno biti, a koji će imati

najveći uticaj na tokove snaga u mreži. Očekivanja da će V2G koncept biti primenjiviji na vozilima koja budu mogla direktno da odaju naizmeničnu struju ima uporište u manjoj investiciji, ali bidirekciona vozila koja bi jednosmernu struju odavali ka mreži ili ka bilo kojoj potrošnji itekako imaju realne šanse za primat, a pre svega u brzini odziva. Postrojenja sa brzim i ultrabrzim punjačima (slika 7) će neizbežno imati interes i obavezu da učestvuju u balansiranju EES. Pogodnost koju imaju veliki potrošači je aktuelna kogeneracija sa solarnim panelima koji se sve češće vezuju za ovakve subjekte koji imaju statuse prosumera. Sličan modus ugovora koji prosumeri imaju sa snabdevačem bi mogao biti i sa EDS. Akcenat treba pre svega biti postavljen na buduće novopriključene korisnike kod kojih bi usluge balansiranja bile obostrano koordinasane investicije, dok bi se za postojeće priljučene korisnike trebalo pribeći kreativnijim rešenjima.



Slika 7. Arhitektura velikih stanica za punjače EV sa DC i AC sabirnicama. Izvor [14]

5. NEDOSTACI KONCEPTA

Pored prednosti koje nudi koncept bidirekcionih električnih vozila/punjača postoje i nedostaci koncepta, pa će tako ovaj rad predstaviti i pogled sa kritičke strane. Nedostatke koncepta ćemo pregledati i iz sledećih bitnih gledišta:

- Odnos korisnika prema bidirekcionim električnim vozilima
- Potreba za dodatnom infrastrukturom
- Složenost bezbednosnih standarda
- Kompleksnost sistema

Ovi nedostaci mogu biti važan faktor prilikom razmatranja korisnika o kupovini i eksploataciji bidirekcionih vozila. Pored toga potrebno je razmotriti i propise i standarde koji važe u delu zakonskih propisa koji se bave i saobraćajem koji je za svaku državu različit i rad se ovom temom neće baviti.

5.1 Odnos korisnika prema bidirekcionim električnim vozilima

Kao što je već navedeno, bidirekciona električna vozila imaju sposobnost ne samo da troše električnu energiju iz mreže, već i da je skladište u svojim baterijama i vraćaju nazad u mrežu kad je to potrebno. To znači da ova vozila mogu delovati kao fleksibilni resursi za balansiranje ponude i potražnje električne energije na tržištu.
Prilikom implementiranja sistema bidirekcionih vozila potrebno je uključiti same kupce vozila u tržište električne energije, a naročito u tržište balansne energije. Veliki broj kupaca bidirekcionih električnih vozila će morati da zna osnove balansnog tržišta, što će predstavljati najveći korak pri implementaciji ovog sistema. To uključuje razumevanje koncepta ponude i potražnje balansne energije i pored toga moraće da znaju tehnološki proces skladištenja i vraćanja električne energije u mrežu.
Iako ovo predstavlja značajan korak pri implementaciji sistema bidirekcionih vozila jer se promoviše aktivno učešće potrošača u energetskom sistemu umesto pasivnog trošenja električne energije gde kupci postaju aktivni učesnici na tržištu, i može dovesti do veće efikasnosti i stabilnosti energetskog sistema, ne možemo da budemo sigurni da će veliki broj kupaca biti opredeljen da ovako nastupe na tržištu.
Veoma mali broj komapnija iz energetskog sektora, a naročito sa nivoa operatora prenosnog i distributivnog sistema je do sada pripremalo obuke i prezentacije iz ove oblasti da bi učesnici mogli da predvide svoje mesto na tržištu.

5.2 Potreba za dodatnom infrastrukturom

Potreba za dodatnom infrastrukturom je još jedan važan nedostatak koncepta bidirekcionih vozila i električnih vozila uopšte. Implementacija ovih vozila zahteva prilagođavanje postojeće infrastrukture na način kako bi se

omogućilo punjenje i pražnjenje vozila velikom snagom kako bi se omogućilo upravljanje njihovom uskladištenom energijom.
U kućnim uslovima je poprilično teško realizovati dogradnju infrastrukture za bidirekciono električno vozilo ako takva infrastruktura nije postojala prilikom izgradnje objekta za stanovanje tj. garaže vozila. Kako bismo iskoristili potencijal vozila za skladištenje električne energije i podršku mreži, potrebno je da garaža ili parking gde se parkira vozilo budu opremljeni kablovskom opremom većeg preseka od standardnih preseka kablova. Sama cena punjača mora biti uzeta takođe u obzir jer standardni priključci neće biti dovoljni. Dodatna oprema takođe uključuje i uređaje koji će pratiti signale koje šalje operator prenosnog/distributivnog sistema samostalno vozilu ili agregatoru koji će signal pretvoriti u realizaciju.
Ukupno gledano, potreba za dodatnom infrastrukturom može biti značajan izazov prilikom implementacije bidirekcionih vozila. Ne samo da može povećati troškove i zahtevati dodatna ulaganja, već može zahtevati i koordinaciju između različitih zainteresovanih strana kako bi se osiguralo da infrastruktura bude adekvatna i pouzdana.
Pored svega podatak o napunjenosti ili ispražnjenosti baterije može za vlasnika da predstavlja osetljiv podatak takođe. Ono što je dobro je da potencijalno tumačenje propisa oko ugradnje stanica za punjenje može u sebi računati i smer pražnjenja koje može smanjiti odobrenu snagu za priključenje.

5.3 Bezbednosni standardi

Potreba za prilagođavanjem bezbednosnih standarda je još jedan važan aspekt koji treba uzeti u obzir prilikom razmatranja nedostataka koncepta bidirekcionih vozila. Potrebno je osigurati da lokacije na kojima se pune vozila/baterije budu opremljena dodatnim senzorima i sistemima za detekciju kako bi se sprečile neželjene situacije koje su pratile početak primene električnih vozila. Novije generacije električnih vozila su dodatnom opremom rešile ili ograničile situacije pregrevanja, prepunjavanja ili pražnjenja ispod željenog nivoa zbog naprednog nivoa komunikacije između punjača i aplikacija unutar automobila. Kompleksnost sistema senzora uključuje i temperaturne senzore koji se ugrađuju u bidirekciona vozila koja bi detektovala i zapisivala specifičnost situacija reagovanja senzora.

Prilagođavanje bezbednosnih standarda je zbog navedenog veoma važno za uspešnu implementaciju bidirekcionih vozila. To uključuje razvoj i primenu novih tehnologija i sistema koji mogu osigurati bezbednost kako vozača i vozila, tako i drugih učesnika u saobraćaju.

5.4 Kompleksnost sistema

Sam sistem električnih bidirekcionih vozila još uvek nije razvijen na evropskom i regionalnom tržištu. Postoji nekoliko primera koji mogu dati pozitivne prognoze, ali je proteklo vreme ipak malo za razvijanje strategije ili ozbiljnijih zaključaka. Uloga operatora distributivnog sistema ovde je od suštinske važnosti. Bez odgovarajućeg načina prosleđivanja signala sa prenosnog sistema ka korisnicima distributivnog sistema neće biti moguća ni implementacija samog sistema integracnije bidirekcionih električnih vozila na balansno tržište. Samostalno učestvovanje ovakvih vozila praktično neće biti moguće jer će operatori sprovoditi odgovarajuće testove kvalifikovanosti za učestvovanje na tržištu. Operator prenosnog sistema neće dozvoliti samostalno učešće učesnika bez minimalne mogućnosti aktivacije od 1 MW u ovom trenutku, a u budućnosti od 0,1 MW snage aktivacije. Operator distributivnog sistema će moći da koristi ova sredstva za potrebe upravljanjem zagušenjima, i možemo reći da je snaga i za nivo distributivnog sistema trenutno veoma mala. Jedna od opcija za vlasnike je udruživanje u okviru agregatora. Sistem agregatora, u okruženju, razvijen je samo u Hrvatskoj, dok u ostalim zemljama je tek u pojavi ako govorimo o našem regionu. Nedostatak koncepta, ili možemo reći, potencijalni nedostatak, je način rada agregatora koji će objedinjavati podatke za više vlasnika vozila. Agregator će moći da postavi svoje određene uslove vlasniku vozila koje za nizak nivo razvijenosti tržišta sa malim brojem agregatora neće odgovarati vlasniku.

Iako operatori distributvnih sistema u trenutnom sistemu imaju važnu ulogu u procesu obračuna balansne odgovornosti, obračunima pristupa i administraciji garancija porekla oni u dalje nisu pokazivali prokativnost ka navedenim konceptima. Dodatnu problematiku će predstavljati implementacija EU regulativa i direktiva o internom tržištu, gde će veliku ulogu imati i evidentiranje aktivnosti aktivnih kupaca, a za bidirekciona električna vozila neće biti previše prostora za razvoj sistema.

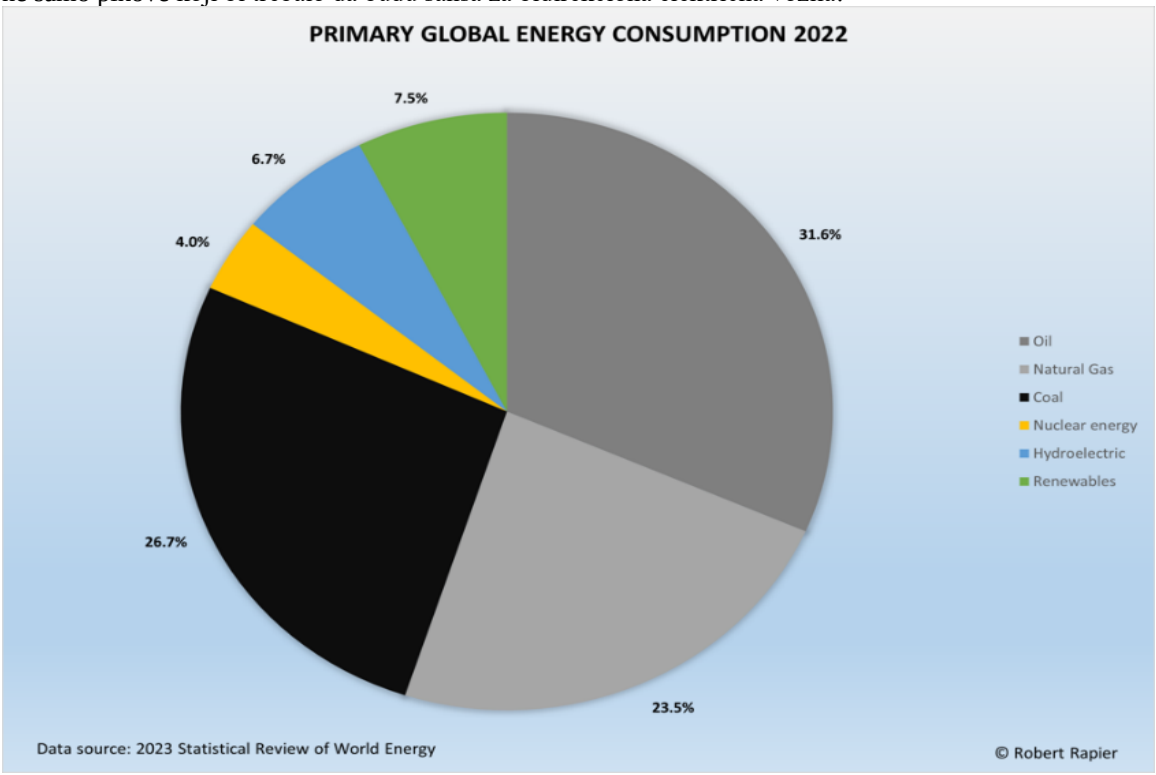
Sumirajući navedene stavke možemo očekivati vrlo postepeno uključivanje vlasnika električnih vozila u tržište električne energije jer poređenje sa Kalifornijom ili zemljama BENELUX nisu dovoljno bliska realnosti.

6. ZAKLJUČAK

Uzlet u proizvodnji odnosno prodaji električnih automobila je posledica karakteristika električnih automobile nove generacije koja odišu luksuzom i performansama motora koji su pokazali superiornost u odnosu na konvencionalne. Nikako ne treba zanemariti i subvencije i opšteprihvaćeni stav da su ekološki prihvatljiva ili prihvatljivija zamena za konvencionalna vozila. Vlasnici ovakvih automobila koji su skoncentrisani u regijama sa nadprosečnom platežnom moći po pravilu nisu motivisani uštedom ili potencijalnom zaradom tokom eksploatacije svojih električnih automobila. Ipak planovi pojedinih proizvođača električnih automobila iskazuju strategiju za osvajanjem tržišta automobila za široke narodne mase sa prosečnom platežnom moći, koja će imati funkcionalnost V2G.

Kada se ove, poprilično izvesne težnje realizuju koncept V2G će dobiti zamajac, koji će ako bude potpomognut propisima i blagonaklonošću ODS, uneti ireverzibilne promene u koncept balansiranja EES i uloge ODS u istom. Uprkos nedostacima predloženih koncepata primene V2G, od kojih je razvoj infrastrukture i kapaciteta prenosne i distributivne mreže najteže dostižan, sinergijom ODS, stručne javnosti i proizvođača električnih automobila, izvesno će se uvećati broj kupaca električnih automobila sa bidirekcionim karakteristikama.

Očekivanja su svakako i da će nove generacije baterija biti ekološki i bezbedonosno prihvatljivije, kao najbitniji činilac u ekspanziji električnih vozila. Ipak kao najveći preduslovi za dalji rast su pre svega, veća proizvodnja električne energije i veća razlika u ceni eleketrične energije između ekstremnih vrednosti u proizvodnji i potrošnji. Trenutno učešće električnih automobila na globalnom nivou je oko 3%, a ukupan udeo proizvodnje iz vetra i Sunca je 5% ukupno proizvedene energije na svetu - slika 8. Očekivano je bilo da ove dve veličine rastu paralelno u promenjivom odnosu ali ne obaveznom uslovljenošću. Zbog u uvodu navedenih činjenica, sva je prilika da će energija za električna vozila morati doći (i) iz drugih izvora koji će moći da ponude i baznu električnu energiju a ne samo pikove koji bi trebalo da budu šansa za bidirekciona električna vozila.



Slika 8. Prikaz potrošnje primarne energije u svetu.izvor: Statistcal review of World Energy

LITERATURA

[1] S.Zdravković, N. Jovanović, P. Petrov, M.Blažić, S.Simonović, 2021, "Uticaj proizvodnje električne energije iz vetroelektrana priljučenih na prenosnu mrežu EMS ad na balansiranje EES", "Energetika 2021.", 1.

[2] M. Neugebauer, M. Neugebauer, G. Esmeri, 2022., "Cumulative Emissions of CO2 for Electric and Combustion ", " Energies 2022", "Vol. 15, april.2022"

[3] https://www.v2g-hub.com/reports-SCALE stakeholder analysis, 2023, page 92.

[4] https://witricity.com/wireless-charging-solutions/smart-cities"

[5] G. Benedetto, E. Bompard , A. Mazza, E. Pons, R. Jaboeuf , P. Tosco , M. Zampolli,2023., "Impact of bidirectional EV charging stations on a distribution network: a Power Hardware-In-the-Loop implementation", "Sustainable Energy, Grids and Networks", "Vol. 35, sep.2023"

[6] https://www.se.com/rs/sr/work/campaign/local/hub.jsp

[7] https://www.mobilityhouse.com/int_en/our-company/newsroom/article/v2g-hagen-electric-car-stabilise-electricity-grid

[8] D. A. Quijano, A. Padilha-Feltrin, J. P. S. Catalao, "Volt-Var Optimization with Power Management of Plug-in Electric Vehicles for Conservation Voltage Reduction in Distribution Systems" UNIVERSIDADE DO PORTO,IEEE Xplore, October 12,2023, page 9.

[9] https://ww2.arb.ca.gov

[10] https://www.se.com/us/en/product-range/89571422-ecostruxure-derms/#overview

[11] https://www.pge.com/en/save-energy-and-money/energy-saving-programs/distributed-energy-resources.html

[12] https://www.piclo.energy/about

[13] S.I. Vagropoulos, P.N. Biskas , A.G. Bakirtzis , 2022., "Market-based TSO-DSO coordination for enhanced flexibility services provision", "Electric Power Systems Research", "Vol. 208", jul 2022.

[14] S. s. g. Acharige, Md. E. Haque, M.T. Arif, N. Hosseinzadeh, A.Maung Than oo, 2023, "Review of Electric Vehicle Charging Technologies, Standards, Architectures, and Converter Configurations", "Digital Object Identifier 10.1109/ACCESS.2023.3267164", "Vol. 11", april 2023.

[15] https://fortune.com/2016/03/13/cars-parked-95-percent-of-time/

[16] https://spectrum.ieee.org/vehicle-to-grid

[17] https://v2market-project.eu/the-project-v2market/pilot-site-v2market/

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R4-13

SARADNJA OPERATORA PRENOSNOG I DISTRIBUTIVNOG SISTEMA U KREIRANJU MREŽNIH MODELA SISTEMA

COOPERATION BETWEEN TRANSMISSION AND DISTRIBUTION SYSTEM OPERATORS IN CREATING IGM MODELS

Srđan SUBOTIĆ a.d.Elektromreža Srbije, Beograd, Srbija
Ivana STAMENIĆ, Srđan MLADENOVIĆ, Marija ĐORĐEVIĆ, a.d.Elektromreža Srbije, Beograd, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Usled sve veće integracije obnovljivih izvora energije na distributivnom nivou ukazala se potreba za dodatnom saradnjom između operatora prenosnog sistema i operatora distributivnog sistema. S obzirom na varijabilnost proizvodnje obnovljivih izvora energije i njihov udeo u ukupnoj instalisanoj snazi proizvodnih objekata, neophodno je dobro planiranje proizvodnje obnovljivih izvora energije. Kroz učešće u projektima Crossbow i R^2D^2, operator prenosnog sistema u Republici Srbiji EMS AD je unapredio kvalitet svojih mrežnih modela. Prvobitno je okviru projekta Crossbow EMS AD razvio sistem za proveru kvaliteta mrežnih modela. Korišćenjem tog sistema se i potvrdila potreba za dodatnom saradnjom sa operatorom distributivnog sistema i prognoziranjem proizvodnje obnovljivih izvora energije na distributivnom nivou. U okviru projekta R^2D^2, ali i izmenama Pravila o radu prenosnog sistema, dodatno je definisana saradnja između operatora prenosnog i distributivnog sistema. U ovom radu prikazani su rezultati pomenutih projekata, kao i tok napretka u saradnji između operatora prenosnog i distributivnog sistema.

Ključne riječi: operator prenosnog sistema, operator distibutivnog sistema, OIE, prognoza obnovljivih izvora

ABSTRACT

Due to the increasing integration of RES at the distribution level, there is a need for additional cooperation between TSO and DSO. According the variability of RES and their share in the production system, it is necessary good planning their production. Through participation in the Crossbow and R2D2 projects, EMS a.d. has improved the quality of its network models. Initially, within the Crossbow project EMS JSC developed a system for checking the quality of network models. The use of this system also confirmed the need for additional cooperation with dso and planning of renewable energy production at the distribution level. Within the R_2D_2 project, and with the amendment of the Rules in the operation of the Transmission System, the form of cooperation at the TSO-DSO level was additionally defined. This paper presents the results of the aforementioned projects, as well as the progress flow in cooperation of TSO-DSO.

Key words: TSO, DSO, RES production

srdjan.subotic@ems.rs, ivana.stamenic@ems.rs, srdjan.mladenovic@ems.rs, marija.djordjervic@ems.rs

1. UVOD

Integracija obnovljivih izvora približila je način rada prenosnog i distributivnog sistema i stvorila neophodnost bliske saradnje operatora prenosnog sistem (OPS) i operatora distributivnog sistema (ODS) kako bi oba operatora mogla da na zadovoljavajući način izvrše svoje obaveze prema korisnicima sistema, odnosno učesnicima na tržištu. Najvažniji razlog za to je što je značajna količina obnovljivih izvora priključena i na distributivni sistem, uključujući i takozvane kupce-proizvođače, uveliko menjajući karakter distributivne mreže.

Ovo je prepoznala i evropska regulativa koja je tokom 2021. i 2022. prilagođena za primenu u ugovornim stranama Energetske zajednice (pre svega Regulativa 2019/943, Direktiva 2019/944, te mrežni kodovi i smernice iz oblasti

rada sistema, tržišta i priključenja). Ovi dokumenti predviđaju saradnju navedenih operatora u brojnim oblastima: upravljanje aktivnom snagom (balansiranje, regulacija frekvencije i frekventne pomoćne usluge), upravljanje reaktivnom snagom tj. regulacija napona, operativna sigurnost i korektivne mere, planiranje isključenja, povezivanje tehničkih sistemi upravljanja, zaštita, funkcionalna ispitivanja, obuka osoblja...
U ovom radu objašnjena je saradnja OPS i ODS u izradi individualnih mrežnih modela. Ove mrežne modele izrađuje OPS za svaki sat, pre svega za naredni dan i unutar tekućeg dana, i oni se spajaju u zajednički mrežni model interkonekcije. Spojeni mrežni modeli se koriste u nekoliko vrlo važnih poslovnih procesa, kao što su analize sigurnosti i određivanje korektivnih mera, proračun prekozonskih kapaciteta, analize adakvatnosti snabdevanja... Analiza nekoliko skorašnjih regionalnih poremećaja pokazala je da preciznost mrežnih modela još uvek nije na tom nivou da predvidi svaki poremećaj.

2. Aplikacija IGM QA

Individualni model mreže (Individual Grid Model - IGM) predstavlja skup podataka kojim su opisuju sve karakteristike elektroenergetskog sistema u nekom trenutku, uključujući proizvodnju, potrošnju i topologiju mreže. Ove karakteristike se menjaju neprestano: potrošnja odslikava potrebe krajnjih kupaca, proizvodnja se prilagođava da bi se zadovoljile ove potrebe i prekogranična razmena električne energije, a ponekad dolazi i do premene u topologiji mreže, pre svega zbog radova na održavanju elemenata mreže, ali i zbog upravljanja tokovima snaga. U poslednje vreme značajan doprinos dinamičnosti ovih karakteristika daju i obnovljivi izvori energije čija proizvodnja zavisi od trenutnih meteoroloških uslova. Kako IGM treba da predstavlja najbolju moguću prognozu stanja elektroenergetskog sistema za predviđeni vremenski period, dogovoreno je da OPS-ovi izrađuju za IGM-ove za svaki sat. Ovi modeli se izrađuju u najvećoj meri za dva dana unapred i za naredni dan, ali su zbog karakteristika sistema neophodne i njihove izmene unutar dana na koji se odnose.

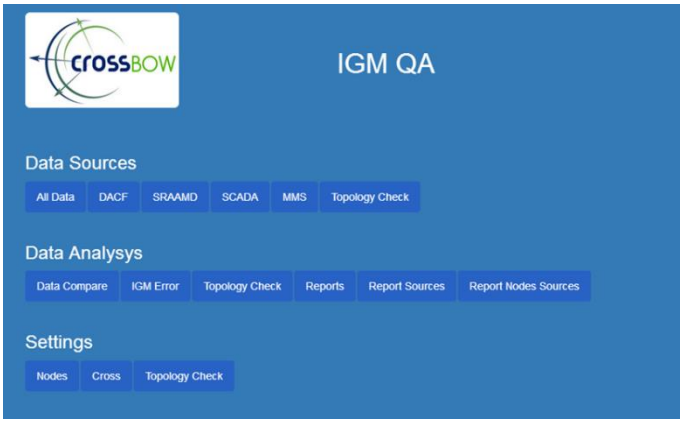
OPS-ovi izrađuju IGM-ove za svoje kontrole oblasti, uključujući i interkonektivne dalekovode. Izrada IGM-ova je tek prvi korak. Nakon njihove izrade, oni se dostavljaju na zajedničku evropsku platformu gde se verifikuju. Nakon toga, regionalni koordinacioni centri spajaju IGM-ove u zajednički model mreže (Common Grid Model – CGM). CGM-ovi dalje se koriste u nekoliko vrlo važnih poslovnih procesa za upravljanje prenosnim sistemom, kao što su: proračun prekozonskih prenosnih kapaciteta (upravljanje tržišnim zagušenjima), analize sigurnosti i određivanje korektivnih mera (upravljanje fizičkim zagušenjima), planiranje isključenja, provera adekvatnosti snabdevanja... Sve ove operacije obavljaju se na regionalnom nivou i zahtevaju saradnju većeg broja OPS-ova uz koordinaciju regionalnog koordinacionog centra.

Pomenuta verifikacija IGM-ova obavlja se softverski u regionalnim koordinacionim centrima, ali ona može da otkrije samo pojedine greške većeg obima. To se u praksi potvrdilo prilikom nekoliko poremećaja, kada je analizom otrkiveno da su pojedini IGM-ovi bili vrlo slabog kvaliteta.

Ovo je posledica sistemskog nedostatka upravljanja procesom izrade IGM-ova kod pojedinih OPS-ova. EMS AD je pravovremeno otkrio ovaj nedostatak u okviru provere sistema kvaliteta poslovnih procesa i preduzeo je neophodne korake (konkretno, otkriveno je da se ne primenjuje komponenta C Demingovog P(lan-Do-Check-Act ciklusa), a samim tim ni komponenta A.

2.1 Provera kvaliteta IGM-ova

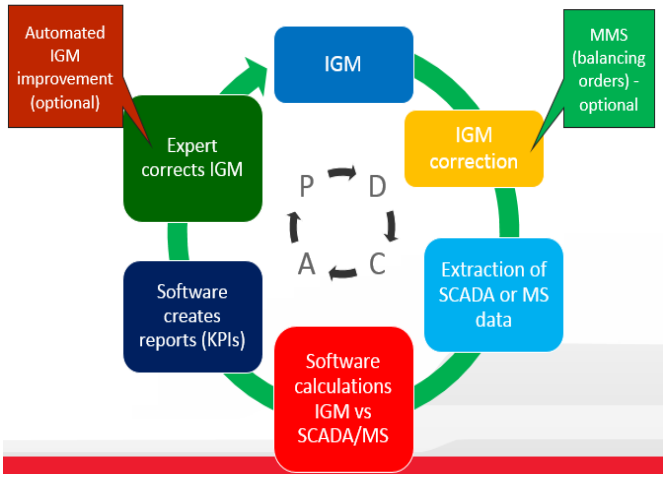
EMS AD je iskoristio priliku da kroz učešće u projektu Crossbow, koji je finansirala Evropska unija, razvije sofversku aplikaciju za proveru kvaliteta mrežnih modela, koja je dobila naziv IGM QA (Quality Assessment). Procena kvaliteta IGM-ova zasniva se na poređenju ključnih podataka koji sačinjavaju IGM, a na koje ne utiče spajanje modela u CGM, i njihovo poređenje sa realizovanim vrednostima. Na slici 1 je prikazana osnovna maska IGM QA aplikacije.



Slika 1: Osnovna maska IGM QA aplikacije

Provera kvaliteta mrežnih modela kroz IGM QA aplikaciju, zahteva povezivanje IGM QA sa nekoliko drugih IT sistema/aplikacija, kako bi se obezbedili svi potrebni ulazni podaci, a to su:

- softver koja kreira IGM-ove,
- sistem za daljinsko očitavanje brojila i obradu podataka (MS),
- SCADA sistem,
- sistem za upravljanje tržištem (MMS).



Slika 2: Algoritam QA aplikacije

Kvantifikacija kvaliteta mrežnih modela u IGM QA se obavlja na dva nivoa:

- za svaki čvor i svaki tip podataka (aktivna snaga, reaktivna snaga, napon i topologija) su definisati određeni limiti kvaliteta, tako da se greške i odstupanja u modelu mogu lako otkriti;
- kreirani su KPI-evi koji omogućavaju praćenje kvaliteta IGM-a na duži vremenski period.

Na osnovu rezultata provere kvaliteta IGM-a, stručnjaci za planiranje rada elektroenergetskog sistema su u mogućnosti da otkriju delove mreže koji imaju manji kvalitet (odnosno kvalitet ispod definisanog praga) i da nakon toga sprovedu analizu uzroka, kao i da na kraju predlože mere za poboljšanje kvaliteta IGM-ova.

Na taj način, ceo poslovni proces izrade IGM-ova postavljen je prema standardima upravljanja kvalitetom, što je prikazano na slici 2. Kao konačni rezultat, dobijaju se precizniji IGM-ovi koji se mogu koristiti za kreiranje pouzdanijih CGM-ova koji se dalje koriste u navedenim važnim regionalnim poslovnim procesima koji se oslanjaju na ove modele. Zahvaljujući tome, obezbeđen je postojan kvalitet IGM-ova, pa mrežni modeli EMS AD u analizi pomenutih regionalnih poremećaja nisu negativno ocenjeni.

3. Instalisani kapaciteti OIE na distributivnom nivou

U prethodnoj godini IGM QA sofver je otkrio određene čvorove u prenosnom sistemu kod kojih postoji češće i znatnije odstupanje profila potrošnje od očekivanog. U nekim slučajevima primećeno je i injektiranje snage iz

distributivnog u prenosni sistem. Dodatnom analizom, u saradnji sa ODS-om, utvrđeno je da se ta mesta poklapaju sa distributivnim transformatorskim stanicama u čijem konzumnom području postoji značajna proizvodnja električne energije.

Imajući u vidu da postoji trend porasta priključenja proizvodnje na distributivni sistem, i činjenice da je trenutno instalisani kapacitet ove proizvodnje u Republici Srbiji oko 300 MW, došlo se na ideju promene načina prognoziranja koja se koristi za izradu IGM-ova. Umesto da se prognozira potrošnja u mestu priključenja distributivnog objekta na prenosni sistem, zamisao je da se sa jedne strane prognozira krajnja potrošnja u distributivnom sistemu, a sa druge proizvodnja u distributivnom sistemu, i to za različite vrste obnovljivih izvora (vetroparkovi, solarni parkovi, male hidroelektrane). Osim toga, neophodno je i prikupljanje planova proizvodnje za elektrane kojima je to propisano podzakonskim aktima.

Sam mrežni model bi osim potrošnje priključene na prenosni sistem, za svaki distributivni objekat 110 kV sadržavao i odgovarajuće virtuelne generatore po pomenutom tipu, koji bi predstavljali ukupnu sumu prognozirane proizvodnje na području koje pokriva pijedini distributivni objekat. Ova ideja se upravo razrađuje u tekućem evropskom projektu 'Reliability, Resilience and Defence technologies for the griD' – skraćeno R^2D^2 [1].

U prvoj fazi projekta definisan je tzv. use-case na osnovu relevantnog standarda IEC 62559-2:2015. Nakon toga pristupilo se realizaciji projektih aktivnosti, odnosno procesa predviđenih ovim use-case-om.
Prve aktivnosti su se odnosile na prikupljanje podataka o proizvodnim objektima, tj. o njihovom tipu, instalisanoj snazi i lokaciji. U tabeli 1 dat je pregled elektrana na distributivnom nivou sa najvećom instalisanom snagom. Kao što smo već rekli, odstupanje očekivane potrošnje se pokazalo kao najveće baš u čvorovima IGM-ova koji su povezani sa ovakvim objektima.

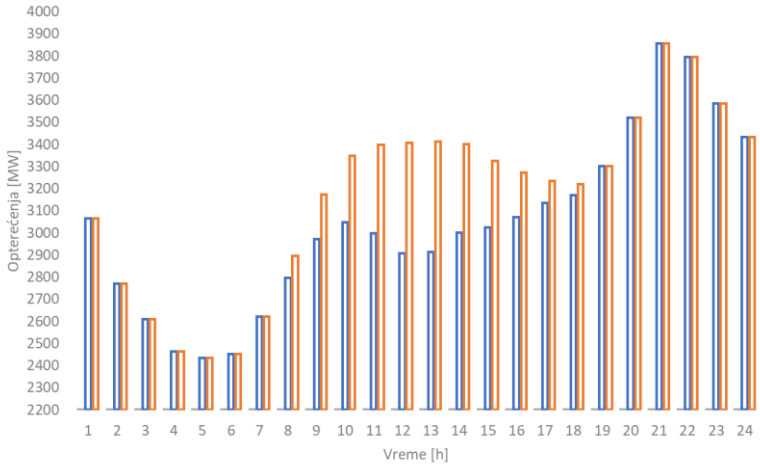
Vrsta obnovljivog izvora	Lokacija	Snaga (MW)
Vetroelektrana	Sombor	10.20
Solarna elektrana	Kragujevac	9.24
Vetroelektrana	Pančevo	9.18
Solarna elektrana	Novi Sad	7.90
Solarna elektrana	Leskovac	6.76
Vetroelektrana	Pančevo	6.75
Vetroelektrana	Pančevo	6.44
Solarna elektrana	Prokuplje	1.41

Tabela 1: Pregled najvećih elektrana u distributivnom sistemu

Osim većih elektrana, prikupljani su i podaci o kupcima-proizvođačima (prozumeri). Ovakvih proizvođača ima više hiljada i njihov broj neprestano raste, ali je ukupna instalisana snaga još uvek relativno mala (reda nekoliko desetina MW). Na slici 3 su prikazane lokacije proizvođača u distributivnom sistemu, i prvi utisak je da su ono relativno ravnomerno geografski raspoređeni, što je posledica prisustva kupaca-proizvođača.

Slika 3: Raspored proizvodnje

Bitnost sagledavanja proizvodnje u distributivnom sistemu ogleda se na slici 4, gde su prikazane krive sumarne prognozirane potrošnje distributivnih objekata priključenih na prenosni sistem u slučaju uvažavanja proizvodnje u distributivnom sistemu i bez nje. Kada OPS ne bi imao podatke o instalisanim kapacitetima proizvodnje u distributivnoj mreži, kao i podatke o planiranoj proizvodnji, očekivalo bi se da kriva potrošnje ima oblik kao grafik obeležen narandžastom bojom. Grafik označen plavom bojom predstavlja superponirane vrednosti potrošnje priključene na prenosni sistem i proizvodnje u distributivnom sistemu jer dolazi do netovanja potrošnje i proizvodnje. Sa ovog grafika možemo zaključiti da solarne elektrane imaju najveći uticaj.



Slika 4: Kriva potrošnje sa i bez uvažavanja proizvodnje na distirbutivnom nivou

Za prognozu vetroelektana i solarnih elektrana, EMS AD koristi usluge prognoze. EMS AD dostavlja pružaocu ove usluge lokacije, tip i instalisanu snagu elektrane, a pružalac usluge na osnovu meteorološke prognoze dostavlja EMS AD prognozu proizvodnje za svaki sat. Ova prognoza se može raditi unapred, ali u unutardnevnom procesu izrade IGM-ova, kada se prognoza daje za par sati unapred i zato je dosta preciznija (prosečna greška prognoze iznosi oko 7%).
Ono što tek treba da se reši je prognoza proizvodnje iz mini-hidroelektrana, jer se ova prognoza ne može nabaviti kao spoljnja usluga.

4. Prognoza OIE i saradnja OPS-ODS

Saradnja između OPS i ODS igra ključnu ulogu u efikasnoj integraciji OIE u elektroenergetsku mrežu, obezbeđujući stabilnost, pouzdanost i efikasnost sistema.

Komunikacija između OPS-a i ODS-a u kontekstu izrade IGM-ova bi trebalo da obuhvati sledeće dva procesa:

- ažuriranje baze OIE priključenih na distributivni sistem;
- prognozu proizvodnje i krajnje potrošnje priključene na distributivni sistem.

Ažuriranje baze OIE priključenih na distributivni sistem bi trebalo da se obavlja jednom mesečno. U ovu bazu upisuje se naziv elektrana, tip, instalisana snaga i lokacija, distributivna transformatorksa stanica koja pokriva to područje, kao i neki drugi podaci.

Prognoza proizvodnje i krajnje potrošnje priključene na distributivni sistem bi trebalo da se obavlja svakodnevno i da obuhvati sledeće korake:

- OPS prognozira proizvodnju OIE priključenu na distributivni sistem (za svaki objekat pojedinačno, na osnovu čega može da se formira sumarna potrošnja po tipu elektrane za svaki distributivni objekat priključen na prenosni sistem), kao i i krajnju potrošnju u distributivnoj mreži (opet za svaki distributivni objekat zasebno);
- OPS dostavlja ove podatke ODS na proveru – ODS može da izmeni ove podatke na osnovu informacija kojima on raspolaže (npr. neraspoloživost pojedine elektrane zbog npr. radova u mreži, promene u topologiji distributivne mreže koja utiče na preraspodelu napajanja konzuma između dve susedne distributivne transformatorske stanice priključene na prenosni sistem...);
- ODS dostavlja OPS-u ispravljene podatke, i dodatno planove proizvodnje elektrana koje su na to obavezane propisima (biomasa, spalionice otpada i slično);
- OPS pristupa izradi IGM-ova na opisani način.

U cilju lakše komunikacije i razmene podataka na relaciji OPS-ODS i obnuto, zamišljeno je da ona bude ostvarena preko komunikacionog alata “Let’s coordinate”.

Let's Coordinate" je modularna, proširiva, industrijski otporna i testirana platforma koja se primarno koristi za podršku saradnje između OPS-ova i njihovih regionalnih koordinacionih centara (RCC). Omogućava upravljanje nekim radnim tokovima generisanim od strane poslovnih alata RCC-a na usklađen i jedinstven način, posebno unapređujući operativnu komunikaciju i koordinaciju.

Međutim, ambicija EMS AD je da ovu koordinacionu platformu pokuša da iskoristi i za saradnju sa ODS-om, kao i sa drugim korisnicima prenosnog sistema.

Alat "Let's coordinate" nudi sledeće osnovne funkcionalnosti:

- primanje i obrada operativnih obaveštenja;
- arhiviranje prethodnih obaveštenja;
- praćenje trenutnih procesa koji se koordiniraju ili povezanih evidencija;
- izbor obaveštenja koje korisnici žele da prime;
- prikazivanje KPI-ova (ključnih pokazatelja performansi) brojki i izveštaja.

Slika 5: Komunikacioni alat "Let's coordinate"

Slika 5 prikazuje jednu masku komunikacionog alata "Let's coordinate" sa unetim podacima o novim proizvodnim kapacitetima priključenim na distributivni sistem, koje ODS dostavlja OPS za potrebe ažuriranje baze podataka OIE priključenih na distributivni sistem.

5. ZAKLJUČAK

IGM-ovi se nalaze u osnovi složenih poslovnih procesa kojima se obezbeđuje sigurnost rada sistema, međunarodna razmena električne energije i regionalna stabilnost snabdevanja krajnjih potrošača. Zbog toga je neophodno da se neprestano provera njihov kvalitet i da se realnim okolnostima prilagođava proces njihove izrade.

U ovom radu je predstavljeno da je sadašnji stepen integracije proizvodnje iz OIE u distributivnu mrežu dostigao takav nivo da je neophodno izmeniti način izrade IGM-ova. U EMS AD su došli na ideju da ovaj problem reše tako što će se ubuduće nezavisno prognozirati krajnja potrošnja i proizvodnja OIE u distributivnom sistemu. Umesto da se u IGM-u distributivna transformatorska stanica predstavi samo kao aktivna i reaktivna potrošnja, ubuduće će se uz te podatke pridruživati i virtuelni generatori koji predstavljaju sumarnu proizvodnju na distributvom nivou za svaki tip elektrana (vetro, soalrne, mini-hidro, termo).

Sve ovo zahteva jasno definisanu saradnju između OPS-a i ODS-a. EMS AD je iskoristio projekat R^2D^2 koji finansira Evropska unija da kreira baze podataka proizvođača priključenih na distributivni sistem, da na osnovu njih ugovori usluge prognoze proizvodnje, kao i da testira mogućnost upotrebe komunikacionog alata "Let's coordinate" za koordinaciju ovih aktivnosti sa ODS-om.

Projekat tek ulazi u svoju drugu polovinu, ali su prvi rezultati na ovom use-case-u ohrabrujući. Primetno je da ovaj pristup poboljšava tačnost IGM-ova kod distributivnih transformatorskih stanica koje su priključene na prenosni sistem a imaju značajnu proizvodnju na svom konzumnom području. Na osnovu ovuh rezulata, EMS AD je predložio izmene u Pravilima o radu prenosnog sistema koje je nacionalna regulatorna agencija prihvatila, a kojima se definiše saradnja ODS i OPS u izradi IGM-ova kako je opisano u ovom radu.

Naravno, postoje još stvari koje nisu rešene i na kojima će se dalje raditi. To je na primer način prognoze proizvodnje iz mini-hidroelektrana. Takođe, sa obzirom na relativno ravnomernu raspodelu proizvođača-kupaca, potrebno je promisliti da li je svrsishodno i njih prognozirati, ili se ograničiti samo na veće proizvodnje jedinice.

Važno je napomenuti da ove aktivnosti ne treba da služe samo za OPS, već i za ODS. Trenutno, ODS u Republici Srbiji ne pravi mrežne modele i ne planira rad distributivne mreže (osim planiranja radova u mreži). Međutim, zbog približavanja načina rada prenosne i distributivne mreže, sagledava se da će ovo uskoro postati neophodnost,

pa će opisana saradnja OPS-ODS biti korišćena i u ODS za operativno planiranje rada mreže. U tom smislu, srpki ODS je već pokrenuo projekte koji treba da iznedre distributivni mrežni model.

Zahvalnost

Ovaj dokument je izrađen na osnovu rada koji se odvija u okviru projekta koji se finansira uz pomoć Evropske unije. Sadržaj ovog dokumenta je isključiva odgovornost autora i ni pod kojim okolnostima se ne može smatrati da odražava stav Evropske unije.

LITERATURA

[1] https://r2d2project.

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R4-14

PILOT PROJEKAT IZGRADNJE DESET MALIH SOLARNIH ELEKTRANA NA KROVOVIMA KRAJNJIH KUPACA U JEDNOM NASELJU GRADA TREBINJA

PILOT PROJECT OF BUILDING TEN SMALL POWER PLANTS ON THE ROOF OF CUSTOMERS IN A NEIGHBOURHOOD OF THE CITY OF TREBINJE

Miloš PAROVIĆ, MH „Elektroprivreda Republike Srpske“ Matično preduzeće a.d. Trebinje, BIH-RS
Sanja RIKALO, MH „Elektroprivreda Republike Srpske“ Matično preduzeće a.d. Trebinje, BIH-RS
Ilija DERIKUČKA, MH „Elektroprivreda Republike Srpske“ Matično preduzeće a.d. Trebinje, BIH-RS
Dragan SPAIĆ, MH „Elektroprivreda Republike Srpske“ Matično preduzeće a.d. Trebinje, BIH-RS

KRATAK SADRŽAJ

Novi Zakon o električnoj energiji Republike Srpske definisao je kategoriju kupca-proizvođača električne energije iz obnovljivih izvora (eng. Prosumer) kao novog krajnjeg korisnika distributivnog sistema, dok je novi Zakon o obnovljivim izvorima Republike Srpske detaljnije definisao uslove za izgradnju i priključenje elektrane koja koristi obnovljive izvore energije za potrebe sopstvene potrošnje. Zakonom o električnoj energiji Republike Srpske između ostalog propisana je i obaveza operatorima distributivnog sistema u Republici Srpskoj da donesu pojednostavljenu proceduru priključenja kupaca-proizvođača na distributivnu mrežu. Stupanjem na snagu prethodno navedena dva Zakona otklonjene su zakonske barijere u pogledu izgradnje i priključenja kupaca-proizvođača. U tom pogledu MH „Elektroprivreda Republike Srpske“ Matično preduzeće a.d. Trebinje očekuje veliku ekspanziju kupaca-proizvođača u bliskoj budućnosti, pri čemu će operatori distributivnog sistema imati veoma značajnu ulogu, kako sa stanovišta njihovog priključenja na distributivnu mrežu, tako i sa stanovišta obezbjeđenja standardom definisanih parametara kvaliteta napona na mjestu priključenja kupaca-proizvođača. S tim u vezi, ova kompanija je pokrenula Pilot projekat priključenja deset kupaca-proizvođača na jednom trafo-području u gradu Trebinju. Neki od ciljeva ovog Pilot projekta su testiranje pojednostavljene procedure, uočavanje nedostataka u regulativi, kao i priprema operatora distributivnog sistema za integraciju velikog broja kupaca-proizvođača u budućnosti.

Ključne riječi: Kupac-proizvođač, obnovljivi izvori energije, male solarne elektrane, Elektroprivreda Republike Srpske, operator distributivnog sistema, pojednostavljena procedura

ABSTRACT

The new Law on Electricity of the Republic of Srpska defines the category of Prosumers as a new user of distribution network and the new Law on Renewable Sources of the Republic of Srpska more closely defines the conditions under which the construction and connecting to distribution network of small power plants is possible. Also, The Law on Electricity obligates the DSOs in the Republic of Srpska to adopt a simplified procedure for the connection of prosumers to the distribution network. Given that the legal barriers have been removed, „Power Utility of Republic of Srpska" Parent Joint-stock company Trebinje expects great integration of prosumers in the near future. In this process, the DSOs will have a very important role, both from the point of view of connecting these users to the distribution network, as well as from the point of view of preserving the indicators of the voltage quality at the point of connection of prosumers. Therefore, this company decided to launch a pilot project to connect ten prosumers at the one neighbourhood in the City of Trebinje. Goals of this pilot project are to test the simplified procedure, to identify deficiencies in the regulation, as well as to prepare the DSOs for the integration of a large number of prosumers in the future.

Key words: prosumer, renewable energy sources, small solar power plants, Power Utility of Republic of Srpska, DSO, the simplified procedure

Miloš Parović, Stepe Stepanovića b.b, 89101 Trebinje, BIH-RS, 00387 59 277 187, mparovic@ers.ba
Sanja Rikalo, Stepe Stepanovića b.b, 89101 Trebinje, BIH-RS, 00387 59 277 238, srikalo@ers.ba
Ilija Derikučka, Stepe Stepanovića b.b, 89101 Trebinje, BIH-RS, 00387 59 277 179, iderikucka@ers.ba

1. UVOD

Novi „Zakon o električnoj energiji Republike Srpske“ („Službeni glasnik RS“ broj: 68/20) uveo je nove učesnike na maloprodajnom tržištu električne energije. Jedan od njih je kupac-proizvođač električne energije iz obnovljivih izvora (u daljem tekstu: kupac-proizvođač, eng. prosumer).

Prema navedenom Zakonu, kupac-proizvođač označava krajnjeg kupca koji djeluje u okviru svojih prostorija smještenih unutar ograničenih područja i koji proizvodi električnu energiju iz obnovljivih izvora energije za vlastitu potrošnju, odnosno koji može skladištiti ili prodavati električnu energiju proizvedenu iz obnovljivih izvora energije koju je sam proizveo, pri čemu za kupce koji ne pripadaju kategoriji domaćinstva te aktivnosti ne predstavljaju njihovu glavnu komercijalnu ili profesionalnu djelatnost. [1]

Novi „Zakon o obnovljivim izvorima energije Republike Srpske“ („Službeni glasnik RS“ broj: 16/22) na bliži način je uredio uloge kupca-proizvođača, kao i mogućnost i način njihovog grupnog djelovanja. Takođe, ovaj Zakon je omogućio snabdijevanje kupaca-proizvođača po tri šeme: Neto mjerenje, Neto obračun i Standardna šema snabdijevanja. [2]

MH „Elektroprivreda Republike Srpske“ Matično preduzeće a.d. Trebinje (u daljem tekstu: MH ERS MP) prepoznalo je vjerovatnoću izgradnje i priključenja velikog broja kupaca-proizvođača na distributivnu mrežu. Kako bi se iskustveno prikupile činjenice koje omogućuju optimizaciju procesa obezbjeđivanja preduslova za njihovo jednostavno i efikasno priključenje, MH ERS MP je u aprilu 2022. godine pokrenulo Pilot projekat izgradnje deset malih solarnih elektrana na krovovima krajnjih kupaca u jednom naselju grada Trebinja (u daljem tekstu: Pilot projekat).

Realizacija Pilot projekta, sva saznanja do kojih se dođe u praksi, kako sa aspekta prepoznavanja barijera koje mogu dovesti do usporavanja postupka odobravanja gradnje elektrana za vlastite potrebe, tako sa aspekta identifikovanih potreba za ulaganjima u distributivnu mrežu, te analize uticaja ovih korisnika mreže na kvalitet napona na mjestu priključenja, u funkciji su stvaranja preduslova za nesmetanu integraciju izgrađenih postrojenja u distributivnu mrežu.

2. ENERGIJA SUNCA

U odnosu na današnji razvoj tehnologije, kao i u odnosu na trenutne cijene tehnologija za pretvaranje obnovljivih izvora energije u električnu energiju na tržištu, najoptimalnije je korišćenje energije Sunca. Ona može da se koristi na tri načina i to uz pomoć kolektora tople vode, malih solarnih elektrana i solarno termalnih elektrana.

Kolektori tople vode se koriste za zagrijavanje vode za sanitarnu ili neku drugu upotrebu, dok se ostale dvije tehnologije koriste za proizvodnju električne energije. Kolektori tople vode i male solarne elektrane su pogodni za domaćinstva, te je, ukoliko je moguće, poželjno koristiti obje tehnologije. S obzirom da ne postoji kombinovani vid ove dvije tehnologije koji bi omogućio i zagrijavanje vode i proizvodnju električne energije, u tom slučaju neophodno bi bilo instalirati oba sistema pojedinačno. Pored toga, idealno bi bilo koristiti baterijski sistem za skladištenje energije.

Mala solarna elektrana (u daljem tekstu: MSE) se sastoji od fotonaponskih panela, invertora i priključka na distributivnu mrežu koji sadrži digitalno dvosmjerno brojilo predate/preuzete električne energije. Kao što je prethodno navedeno, idealno, ali ne i nužno, MSE može da sadrži i baterijski sistem za skladištenje proizvedene električne energije. Osnova svakog fotonaponskog panela su solarne ćelije koje generišu električnu energiju kada su izložene izvoru Sunčevog zračenja. [3]

3. PRIPREMNE AKTIVNOSTI I ODABIR UČESNIKA U PILOT PROJEKTU

U okviru projektnog zadatka predviđena je izgradnja deset tipskih MSE, instalisane snage 3,85 kWp na krovovima krajnjih kupaca u jednom naselju grada Trebinja, po sistemu ključ u ruke, čime bi ti krajnji kupci postali kupci-proizvođači. Nakon sprovedenog postupka javne nabavke za izvođača radova je odabrana kompanija „ETMAX“ d.o.o. Banja Luka (u daljem tekstu: izvođač radova). Prema „Zakonu o obnovljivim izvorima energije Republike Srpske“, izgradnju elektrana kupaca-proizvođača može da vrši isključivo pravno lice koje ima licencu za izvođenje elektroenergetskih postrojenja, koju izdaje ministarstvo nadležno za poslove građenja. Za logističku podršku izvođaču radova Uprava Matičnog preduzeća imenovala je Projektni tim zadužen za realizaciju Pilot projekta (u daljem tekstu: Projektni tim).

Nakon zajedničkih konsultacija svih aktera Pilot projekta, uključujući i nadležne strukture gradske administracije, odabrano je naselje Vinogradi zbog povoljnog položaja i velike osunčanosti u toku cijelog dana. Krajnji kupci ovog naselja, njih 808, se napajaju sa tri trafostanice 10/0,4 kV/kV – Vinogradi 1, Vinogradi 2 i Vinogradi 3.

Veliki broj krajnjih kupaca u ovom naselju značio je da je potrebno izvršiti određenu filtraciju. Stoga, prvi zadatak Projektnog tima bio je da odredi kriterijume po kojima će se odabrati krajnji kupci čije su karakteristike pogodne za realizaciju Pilot projekta. Osnovni kriterijum je bio da svi učesnici u Pilot projektu moraju biti locirani unutar jednog trafo područja, odnosno napajani električnom energijom sa jedne trafostanice, kako bi, nakon izgradnje bila moguća provjera indikatora kvaliteta napona na tom trafo području. Takođe, neophodno je bilo i da objekat bude priključen na distributivnu mrežu trofaznim priključnim vodom (nadzemnim ili podzemnim).

Pored prethodnih, određena su još tri dodatna kriterijuma:

1. Potrošnja električne energije domaćinstva;
2. Posjedovanje građevinske dozvole za objekat na kome se planira izgradnja MSE;
3. Stanje krova objekta na kome se planira izgradnja MSE.

Prvi kriterijum prilikom odabira krajnjih kupaca bila je njihova mjesečna potrošnja, u odnosu na planiranu godišnju proizvodnju MSE. Prema podacima koje posjeduje MH ERS MP, u zavisnosti od kvaliteta izvedenih radova, te u zavisnosti od vremenskih uslova tokom godine, jedna MSE na teritoriji grada Trebinja u prosjeku radi od 1.300-1.500 h u maksimalnoj snazi (piku) na godišnjem nivou. Prilikom ovog proračuna, važno je napomenuti da, iako je Projektnim zadatkom predviđena izgradnja deset MSE instalisane snage 3,85 kW, zbog situacije na tržištu i nemogućnosti nabavke modula snage 385 Wp, izvođač radova je nabavio i instalirao module instalisane snage 410 Wp, tako da je izgrađeno deset MSE instalisane snage 4,1 kWp.

Uzimajući u obzir navedeno, matematičkim proračunom se dobija godišnja proizvodnja MSE:

$$4{,}1\ \text{kW} * 1.300\ \text{h} \approx 5.300\ \text{kWh} / 12\ \text{mjeseci} \approx 450\ \text{kWh/mjesec}$$
$$4{,}1\ \text{kW} * 1.500\ \text{h} \approx 6.150\ \text{kWh} / 12\ \text{mjeseci} \approx 500\ \text{kWh/mjesec}$$

Na osnovu prethodnog proračuna može da se utvrdi da će, u zavisnosti od prethodno pomenutih uslova, MSE proizvesti između 450 kWh i 500 kWh u toku mjeseca. Prema tome, godišnja proizvodnja ove MSE iznosi oko 6.000 kWh, pa su odabrani krajnji kupci čija je godišnja potrošnja približno ekvivalentna ovom iznosu. Utvrđeno je da se najveći broj ovakvih kupaca napaja sa TS Vinogradi 3. Procijenjena godišnja proizvodnja električne energije od 6.000 kWh po mjesecima data je u Tabeli 1.

Tabela 1 – Prosječna godišnja proizvodnja električne energije MSE po mjesecima kWh [5]

januar	**februar**	**mart**	**april**	**maj**	**jun**
365	330	460	545	605	640
jul	**avgust**	**septembar**	**oktobar**	**novembar**	**decembar**
720	655	590	465	315	310

Poslije smanjenja potencijalnog broja učesnika u Pilot projektu, Projektni tim i izvođač radova su izvršili obilazak krajnjih kupaca koji se napajaju sa ove trafostanice. Prema „Zakonu o obnovljivim izvorima energije Republike Srpske“, za izgradnju MSE snage do 50 kWp nije potrebno pribavljati posebnu građevinsku dozvolu. Stoga je, kao drugi eliminacioni kriterijum, definisan posjedovanje građevinske dozvole za individualni objekat na kome se planira izgradnja MSE.

Za treći eliminacioni kriterijum definisan je stanje krova na tom individualnom objektu. Stoga, krajnji kupci čiji individualni objekti ne posjeduju krov, ili je isti okrenut u pravcu istok-zapad, nisu uzeti u razmatranje za učešće u Pilot projektu. U sklopu ovog kriterijuma razmatrano je i sljedeće:

- da li je korisna krovna površina na kojoj je moguće postaviti MSE dovoljna, s obzirom da je za 1 kW fotonaponskih panela, u zavisnosti od snage, potrebno 6-10 m^2 površine krova;
- da li postoje eventualna zasjenjenja krova;
- da li je nagib krova dovoljan;
- da li je fizičko stanje krova zadovoljavajuće;
- moguće varijante postavljanja MSE i prateće opreme.

Projektni tim je izvršio razgovore sa krajnjim kupcima koji ispunjavaju sve prethodno navedene kriterijume, upoznao ih sa načinom realizacije Pilot projekta, kao i benefitima koje bi ostvarili ukoliko bi pristali da budu dio

istog. Najzainteresovanijim krajnjim kupcima – njih 10, Projektni tim je ponudio učešće u Pilot projektu, prikupio podatke od istih, te pripremio „Ugovore o regulisanju međusobnih odnosa za izgradnju i korišćenje malih solarnih proizvodnih postrojenja“, a isti su zaključeni 06.05.2022. godine.

Zaključenjem navedenog ugovora, vlasnici objekata (u daljem tekstu: učesnici u Pilot projektu) su dali saglasnost da se na krovnoj površini njihovih objekata nesmetano izgradi, odnosno izvrši instaliranje, pusti u pogon i eksploatiše MSE na način i u skladu sa tehničkom specifikacijom. Za uzvrat, MH ERS MP se obavezalo da će navedene MSE izgraditi o svom trošku, a učesnici u Pilot projektu će proizvedenu električnu energiju koristiti za vlastite potrebe, dok će višak predavati snabdjevaču. Takođe, MH ERS MP se obavezalo da će, u saradnji sa učesnicima u Pilot projektu, pribaviti potrebne dozvole, saglasnosti, licence, ugovore i drugu potrebnu dokumentaciju. Na osnovu prethodno navedenog, stekli su se uslovi za realizaciju Pilot projekta. [4]

4. REALIZACIJA PILOT PROJEKTA

Nakon završetka pripremnih aktivnosti, odabira učesnika u Pilot projektu, te zaključenja prethodno navedenih ugovora, stekli su se uslovi da Projektni tim i izvođač radova pristupe realizaciji Pilot projekta.

„Zakonom o električnoj energiji Republike Srpske“ definisano je da su operatori distributivnog sistema (u daljem tekstu: ODS) u Republici Srpskoj dužni da donesu pojednostavljenu proceduru priključenja kupaca-proizvođača na distributivnu mrežu. Pojednostavljenom procedurom priključenja kupaca-proizvođača (Prilog 1 rada), definisanom u sklopu „Pravilnika o uslovima za priključenje elektrana na elektrodistributivnu mrežu Republike Srpske“, definisano je da, tokom izgradnje, priključenja i početka korišćenja elektrane kupac-proizvođač je dužan da pribavi sledeća dokumenta i zaključi sledeće ugovore:

- Elektroenergetsku saglasnost (EES);
- Ugovor o priključenju;
- Deklaraciju o priključku i sertifikat;
- Ugovor o snabdijevanju.

Rješenje o elektroenergetskoj saglasnosti izdaje nadležni ODS, a ovim rješenjem definisani su elektroenergetski i tehnički uslovi za izgradnju priključka i priključenje elektrane na distributivnu mrežu. Elektroenergetski uslovi određuju napon mjesta priključenja, instalisanu snagu elektrane i maksimalnu jednovremenu snagu koja može da se preuzme iz distributivne mreže, dok tehnički uslovi utvrđuju način i mjesta priključenja (mjesto priključenja elektrane i mjesto priključenja na distributivnu mrežu) i druge parametre od značaja za izvođenje priključka, u skladu sa propisima, standardima i normama kvaliteta. [6]

Kako je izdavanje elektroenergetske saglasnosti prvi korak za izgradnju elektrane, Projektni tim je dostavio „Zahtjeve za izdavanje elektroenergetske saglasnosti i zaključenje ugovora o priključenju MSE za vlastite potrebe“ nadležnom ODS-u – ZP „Elektro-Hercegovina“ a.d. Trebinje u ime učesnika u Pilot projektu.

Stručne službe nadležnog ODS-a su izradile elektroenergetske saglasnosti, kao i „Ugovore o priključenju elektrane na distributivnu mrežu“. Navedeni ugovor izrađuje se na osnovu izdate elektroenergetske saglasnosti, a njime se definiše izgradnja priključka ili izmjene na priključku, postupak i rokovi priključenja, način plaćanja propisanih naknada i druge pojedinosti. Ugovori su zaključeni sa učesnicima u Pilot projektu.

Izdavanjem rješenja o EES i zaključenjem ugovora o priključenju sa učesnicima u Pilot projektu stekli su se uslovi za izgradnju postrojenja.

Za potrebe realizacije Pilot projekta izvršen je odabir opreme za izgradnju postrojenja, u skladu sa zahtjevima iz Projektnog zadatka, navedene u Tabeli 2.

Tabela 2 – Ključna oprema odabrana za gradnju MSE [5]

R.b.	Naziv opreme	Jedinica mjere	Količina
1	Fotonaponski modul Q.CELLS Q.PEAK Duo ML-G10 410 Wp	kom	10
2	Pretvarač/Invertor Fronius Symo 3.0-3-M	kom	1
3	Aluminijumski profil 2424 L = 6000mm	kom	4
4	Nosač FN modula za krov-crijep univerzalni 7˚L=68mm	kom	28
5	Kabl NYY 5x4 mm^2	m	25
6	Solarni kabl 6mm^2 crni	m	60

7	Solarni kabl 6mm^2 crveni	m	60
8	Oprema za izradu uzemljenja i gromobrana	komplet	1
9	Ostala spojna oprema (kablovski regali, klima crijeva, vijčana roba i svi ostali spojni elementi)	komplet	1

Tehničko rješenje podkonstrukcije prilagođavano je svakom konkretnom objektu, odnosno krovnoj površini na koju je MSE postavljena. Tip krovne površine, odnosno vrsta krovnog pokrivača, uslovio je način montaže profilnih šina na koje se montiraju fotonaponski moduli. Podkonstrukcija je postavljena vodoravno u odnosu na horizontalu krovnog pokrivača, a učvršćena je da izdrži brzinu vjetra ne manju od 35 m/s.

Slika 1 - Završni radovi na izgradnji MSE [4]

Za gradnju MSE odabrani su fotonaponski moduli proizvođača Q.CELLS tip Q.PEAK Duo ML-G10 410 Wp, sljedećih karakteristika:

- Monokristalni tip ćelija;
- „Half-cell“ tehnologija;
- Efikasnost ne manja od 20,8%;
- Maksimalni napon sistema 1.000 V;
- Ram modula izgrađen od eloksiranog Aluminijuma.

Korišćena tehnologija osigurava visoku efikasnost modula, kao i natprosječnu trajnost opreme i njenu visoku pouzdanost. Oprema ispunjava zahtjeve standarda IEC 61215:2016 i IEC 61730:2016.

Pretvarač/Invertor je najosjetljiviji dio postrojenja. Njegova primarna funkcija je pretvaranje jednosmjerne u naizmjeničnu struju. Pretvarači su opremljeni sistemom za praćenje tačke maksimalne snage (eng. MPPT – Maximum Power Point Tracking), uređajem za automatsku sinhronizaciju, uređajima zaštite od prenapona, zaštitama od injektiranja DC komponente u mrežu i sl. „Mrežom vođeni pretvarač“ (eng. ON-Grid Inverter) dizajniran je za brzo odvajanje od mreže ukoliko dođe do prekida napajanja iz distributivne mreže, kako bi se spriječilo nanošenje štete mreži ili samoj solarnoj elektrani, tj. kako bi se spriječio ostrvski rad MSE. Za Pilot projekat odabrani su pretvarači proizvođača Fronius tip Symo 3.0-3-M, čije su osnovne karakteristike:

- Snaga ne veća od 3.000W;
- Maksimalni napon sistema 1.000 V;
- Zaštita pretvarača sa sertifikatom IP65;
- Sertifikat ANTIDIP;
- Sertifikat ispunjenosti uslova o nemogućnosti rada u „ostrvskom režimu“;
- Standard IEC 61727:2004;
- EN 61000-3-2:20069 sa amandmanima EN 61000-3-2/A1:2009 & EN 61000-3-2/A2:2009;
- TUV sertifikat kvaliteta.

Nakon izgradnje prethodno navedenih postrojenja od strane izvođača radova, stručne službe nadležnog ODS-a su realizovale aktivnosti na pregledu i ispitivanju mjernih mjesta učesnika u Pilot projektu.

Takođe, izvođač radova je nadležnom ODS-u dostavio potpisane i ovjerene potvrde o izvedenosti radova i ispravnosti instalacija zajedno sa zapisnikom o pregledu i ispitivanju za svaku izgrađenu MSE, kojim je potvrđeno da je instalacija svih MSE izvršena u skladu sa važećim tehničkim i sigurnosnim propisima i standardima (standard EN 50549-1), te da je podešenje električnih zaštita izvršeno u skladu sa zahtjevima ODS-a. Time su stečeni potrebni preduslovi da izgrađene MSE budu priključene i puštene u rad.

Priključenje i puštanje u rad MSE je izvršeno u prisustvu stručnih službi ODS-a. Prilikom priključenja sprovedena su obavezujuća osnovna funkcionalna ispitivanja paralelnog rada MSE sa mrežom (ulazak u pogon, sinhronizacija, izlazak iz pogona u normalnom režimu, ispad usljed djelovanja sistemske zaštite).

Nakon što je izvršeno priključenje izgrađenih MSE na distributivnu mrežu, ODS je izdao Deklaraciju o priključku i Sertifikat za proizvodno postrojenje za sve MSE. Prema „Zakonu o obnovljivim izvorima Republike Srpske“ sertifikat za proizvodno postrojenje izdaje se proizvođaču električne energije za proizvodno postrojenje koje proizvodi električnu energiju iz obnovljivih izvora energije na ekonomski isplativ način uz zaštitu životne sredine i u kojem je obezbijeđeno mjerenje svih energetskih veličina. Za izdavanje sertifikata za proizvodno postrojenje instalisane snage zaključno sa 50 kW nadležan je operator distributivnog sistema.

Dobijanjem prethodno navedenih akata, učesnici u Pilot projektu su zvanično postali kupci-proizvođači električne energije i stekli pravo za potpis „Ugovora o potpunom snabdijevanju električnom energijom po principu neto mjerenja“ sa nadležnim snabdjevačem.

СЕРТИФИКАТ

за производно постројење _____

којим се потврђује да **производи електричну енергију користећи обновљиви извор енергије**

Купац-производјач	**Витомир Стевановић**		
Производно постројење	Локација	Инсталисана снага	Планирана годишња производња
	Кров објекта на кч 171/132 КО Горица	4,1	6000
Почетак важења сертификата	01.09.2022 године		
Период важења сертификата	До измјене техничких података		

Обрадио:

(име и презиме)

(овлашћено лице)

М.П.

Достављено:

- Подносиоцу захтјева
- а/а

Слика 2 – Sertifikat za kupca-proizvođača [4]

U ime učesnika u Pilot projektu, Projektni tim je podnio „Zahtjev za zaključenje ugovora o potpunom snabdijevanju električnom energijom po principu neto mjerenja“ za svih deset učesnika u Pilot projektu prema Direkciji za javno snabdijevanje električnom energijom kupaca u Republici Srpskoj. [4][5]

5. PROVJERA KVALITETA NAPONA NA MJESTU PRIKLJUČENJA MSE

Priključenjem distribuiranih energetskih resursa na distributivnu mrežu mijenja se tradicionalni koncept distributivne mreže, tj. distributivna mreža prestaje da bude pasivna i postaje aktivna. Pasivnu distributivnu mrežu karakteriše jednosmjerni tok energije, tj. od proizvođača do krajnjih kupaca, pri čemu se vrši transformacija sa viših na niže naponske nivoe. Aktivnu distributivnu mrežu karakteriše dvosmjerni tok energije. U pravilu, male hidro elektrane, kogenerativna postrojenja na biomasu i biogasne elektrane su priključene na SN distributivnu mrežu Republike Srpske, dok se MSE priključuju na NN distributivnu mrežu. Značajan broj elektrana priključen je na krajeve dugih SN vodova, pa evakuacija proizvedene električne energije sa lokacija udaljenih od potrošača zahtijeva njen transport do tačke injektiranja u prenosnu mrežu, što prouzrokuje povećane gubitke na vodovima na koje su te elektrane priključene. Obaveza ODS-a je njihova integracija u elektroenergetski sistem, na način da ista nemaju nikakvih negativnih uticaja na tehničke parametre, a posebno na kvalitet isporuke električne energije ostalim korisnicima distributivne mreže.

Evropski komitet za standardizaciju u elektrotehnici CENELEC donio je standard EN 50160 – Karakteristike napona u javnim elektrodistributivnim mrežama, kojom se određuju karakteristike napona na NN i SN mreži i koja je opšteprihvaćena u Evropskoj Uniji. Ovaj standard definiše bitne veličine distributivnog napona na mjestu predaje potrošaču u javnim NN i SN mrežama pri normalnim pogonskim uslovima. Svrha ovog standarda je da utvrdi i opišu karakteristike distributivnog napona u pogledu frekvencije, veličine, talasnog oblika, simetrije triju napona faznih provodnika. Navedene karakteristike za vrijeme normalnog pogona mijenjaju se zbog varijacija opterećenja, smetnji iz postrojenja i kvarova, koji su pretežno izazvani spoljnim događajima. Karakteristike napona izrazito su slučajne prirode, kako u pogledu vremenskog toka na nekom posmatranom mjestu predaje, tako i u jednom trenutku u pogledu prostorne raspodjele na svim mjestima predaje u nekoj mreži. S obzirom na te zavisnosti, potrebno je računati da će se navedeni nivoi karakterističnih pokazatelja napona napajanja u rijetkim slučajevima prekoračiti. Pojedine pojave koje utiču na napon napajanja potpuno su nepredvidive, tako da nije moguće za odgovarajuće karakteristike navesti fiksno definisane vrijednosti. Vrijednosti koje su za te pojave navedene u standardu date su kao orjentacione vrijednosti. U BiH, standard BAS EN 50160 je važeći u pogledu kvaliteta električne energije. U osnovne parametre napona, odnosno ključne pokazatelje kvaliteta, spadaju:

- varijacija efektivne vrijednosti napona;
- varijacija frekvencije;
- pojava nesimetrije u mreži.

Prije instalacije MSE na krovove učesnika u Pilot projektu, nadležni ODS je u aprilu 2022. godine izvršio sedmodnevna mjerenja kvaliteta napona u tački priključenja jedne MSE. Takođe, ista sedmodnevna mjerenja su izvršena i nakon puštanja u rad MSE (avgust 2022. godine).

Smanjenje napona se smatra propadom napona ako je efektivna vrijednost napona smanjena na vrijednost između 5% i 90% nominalne efektivne vrijednosti napona. Naponski propad se definiše zaostalim naponom ili dubinom propada i trajanjem propada. Zaostali napon je najniža efektivna vrijednost izmjerena za vrijeme propada napona. Dubina propada se definiše kao razlika između referentnog napona i zaostalog napona. Trajanje naponskog propada je vrijeme između početka i završetka istog. Tokom perioda mjerenja vršenih nakon priključenja MSE nisu zabilježeni propadi napona, niti je evidentirana pojava prenapona. Samim tim, zaključuje se da su se izmjerene vrijednosti napona kretale u opsegu dozvoljenih odstupanja, te je zadovoljen zahtjev standarda BAS EN 50160 da se u 95% vremena odstupanja kreću u granicama ±10%Un.

Kada je frekvencija u pitanju, zahtjev standarda BAS EN 50160 je da se odstupanja od nominalne vrijednosti frekvencije, koja iznosi 50 Hz, u 99,5% vremena kreću u opsegu ±1%. U preostalom mjerenom intervalu dozvoljena su odstupanja unutar opsega (-6% - +4%) nominalne vrijednosti. Na bazi mjerenja utvrđeno je da vrijednosti frekvencije nisu izlazile iz standardom BAS EN 50160 dopuštenih granica odstupanja.

Takođe, tokom mjerenja ustanovljeno je da je vrijednosti dugotrajnog flikera Plt, koja mora biti manja od 1 u 95% vremena tokom kojeg je vršeno mjerenje, u granicama propisanim standardom BAS EN 50160, te da vrijednost Totalnog harmonijskog izobličenja THD, veličine kojom se opisuje koliko se podudaraju stvarni oblik signala i njegov osnovni harmonik, u posmatranom periodu ne izlazi van opsega dozvoljenih odstupanja propisanih standardom BAS EN 50160.

Uzimajući u obzir prethodno navedeno, konačan zaključak je da su svi parametri analizirani u funkciji provjere uticaja MSE priključene na distributivnu mrežu na naponske prilike u NN mreži u granicama odstupanja dopuštenih obavezujućim standardnom BAS EN 50160. Takođe, potrebno je naglasiti da su izvršena mjerenja otpora uzemljenja na svim objektima na kojima su izgrađene MSE, te je utvrđeno da ista nisu zadovoljavajuća.

6. ZAKLJUČAK

Povećanje broja distribuiranih energetskih izvora koji se priključuju na distributivnu mrežu, kao i izvjesno intenziviranje izgradnje MSE za proizvodnju električne energije za sopstvene potrebe, ukazuju na potrebu objektivnog sagledavanja spremnosti distributivne mreže da svim novim korisnicima bude omogućeno priključenje. Iako se fotonaponska postrojenja smatraju jednostavnim objektima sa aspekta njihove gradnje, potrebno je naglasiti da ona zahtijevaju ozbiljan pristup, te sveobuhvatno i kontinuirano sagledavanje mogućnosti priključenja, a sve sa ciljem da njihova integracija u elektroenergetski sistem ne naruši prava korisnika sistema čiji su objekti već priključeni na distributivnu mrežu. Priključenje značajnog broja MSE u kojima kupci-proizvođači proizvode električnu energiju za sopstvene potrebe može se odraziti na tokove snaga (mreža prelazi iz pasivne u aktivnu), promjene opterećenja duž izvoda, promjene smjera energije u NN izvodu ili jednoj njegovoj fazi, gubitke u distributivnoj mreži, potrebe za usklađivanjem zaštita u NN mreži, te na naponske prilike u mreži. Sve navedeno predstavlja izazov za ODS-ove, s obzirom da će evidentno doći do porasta broja kupaca-proizvođača.

U pogledu iskustva prikupljenog u toku Pilot projekta, MH ERS MP i nadležni ODS – ZP „Elektro-Hercegovina“ a.d. Trebinje prikupili su značajno iskustvo koje će moći da prenesu ostalim četiri ODS-a koja posluju u sastavu MH ERS. Prije svega, testirana je pojednostavljena procedura priključenja kupaca-proizvođača na distributivnu mrežu, ažurirani su akti koje je ODS nadležan da donese u skladu sa kupcima-proizvođačima. Dodatno, testirano je i vrijeme potrebno za donošenje svih akata i izvršavanje svih obaveza propisanih u pojednostavljenoj proceduri.

Tokom rada na terenu uočeni su mnogi potencijalni problemi koji mogu dovesti do realizacije nekog većeg sličnog projekta. Prije svega, krovovi mnogih stambenih objekata nisu orjentisani ka južnoj strani, u zasjenu su drugih objekata ili nisu u fizički dobrom stanju da se na njih može postaviti podkonstrukcija sa fotonaponskim modulima. Sa strane tehničke izvedbe, kod nekih objekata postoji problem smještanja „dodatne“ opreme MSE – npr. invertora (preporučljivo da se smještaju na sjevernu stranu ili u hlad). Primijećeno je i da veliki broj stambenih objekata nema izvedenu gromobransku zaštitu objekta, što može dovesti do značajnih problema, kako za MSE, tako i za instalacije objekta. Takođe, veliki broj vlasnika stambenih objekata nije do kraja izvršio legalizaciju tih objekata (objekat ne posjeduje upotrebnu dozvolu i nije upisan u zemljišne knjige), neki od objekata su u vlasništvu više osoba i sl. I pored svih prethodno navedenih problema, najveća kočnica masovnije izgradnje i priključenja većeg broja kupaca-proizvođača električne energije, tj. izgradnje MSE za vlastite potrebe, je nemogućnost formiranja ugovora o potpunom snabdijevanju električnom energijom po principu neto mjerenja ili neto obračuna od strane javnog snabdjevača – „Direkcije za javno snabdijevanje električnom energijom kupaca u Republici Srpskoj“ u okviru MH ERS MP, iz razloga neusaglašenosti zakonodavstva po pitanju obračuna PDV-a na električnu energiju.

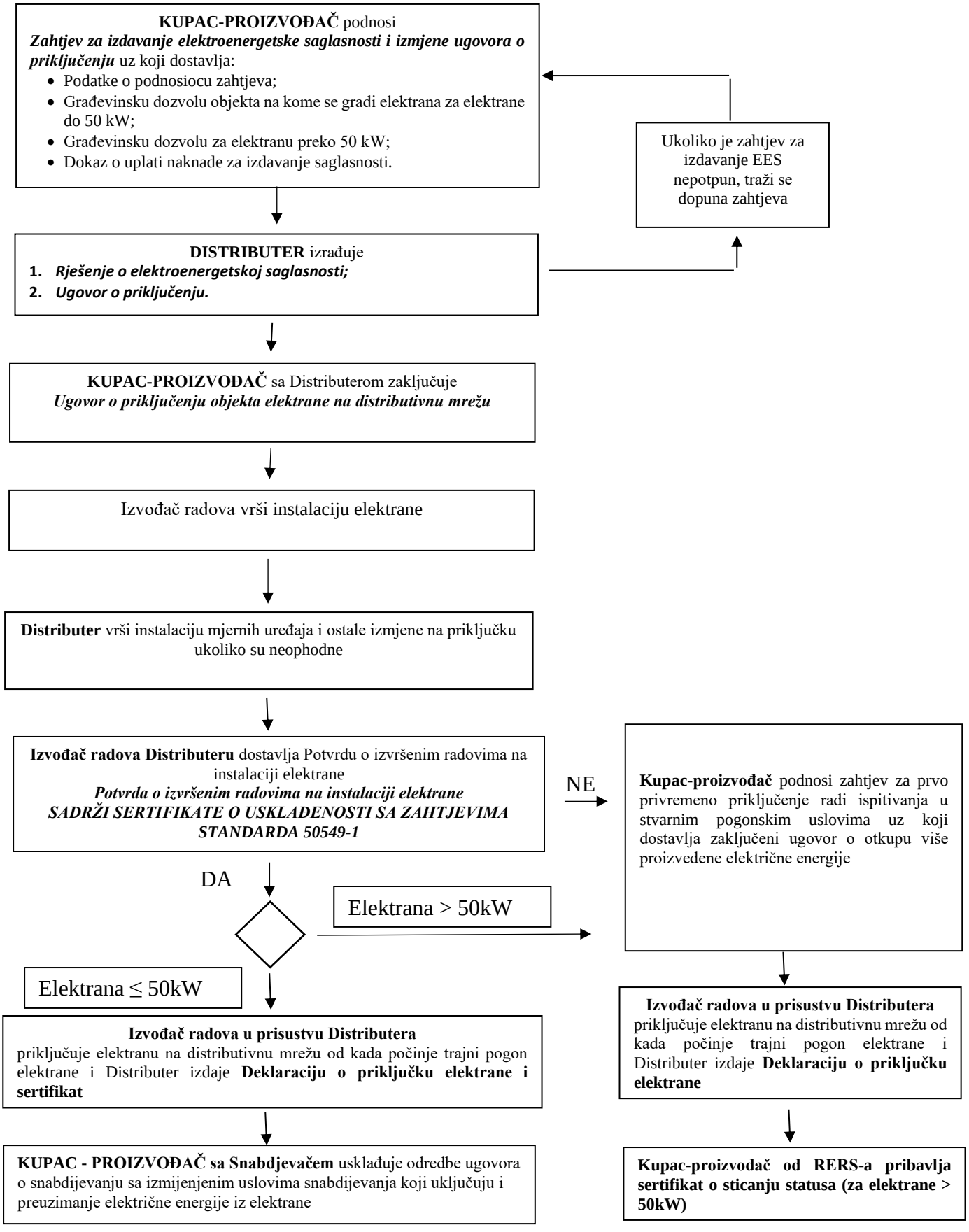
Takođe, tokom realizacije Pilot projekta, razmotrile su se potrebe za dodatnim ulaganjima u mrežu koje se potencijalno mogu pojaviti ukoliko dođe do ograničenja u pogledu njene sposobnosti da prihvati nove količine proizvedene električne energije, a da ne budu narušene tehničke karakteristike sistema. Povećanje broja kupaca-proizvođača će izvjesno dovesti do potrebe intervenisanja na distributivnoj mreži, kako bi ODS-ovi uspješno odgovorili obavezi priključenja svakog korisnika. Svaka rekonstrukcija mreže s ciljem podizanja njene pogonske spremnosti zahtijeva dodatna izdvajanja iz ograničenih finansijskih resursa s kojima ODS raspolaže. Stoga je jednako važno finansijsko planiranje razvoja mreže, koliko i njeno tehničko planiranje koje postaje sve zahtjevnije, posebno ako se ima u vidu da su lokacije budućih distribuiranih izvora koje će biti potrebno priključiti na mrežu nepoznate i nepredvidive u postupku planiranja.

LITERATURA

[1] Zakon o električnoj energiji Republike Srpske („Službeni glasnik RS“ broj: 68/20);
[2] Zakon o obnovljivim izvorima energije Republike Srpske („Službeni glasnik RS“ broj: 16/22);
[3] Nacrt „Priručnik za postavljanje fotonaponskih elektrana na krovove domaćinstava“, MH „Elektroprivreda Republike Srpske“ Matično preduzeće a.d. Trebinje;
[4] Dokumentacija o Pilot projektu izgradnje deset malih solarnih elektrana na krovovima krajnjih kupaca u jednom naselju grada Trebinja, MH „Elektroprivreda Republike Srpske“ Matično preduzeće a.d. Trebinje, 2022. godina;
[5] „Studija korišćenja energije sunca za potrebe domaćinstava u statusu „prosumera“ (kupaca/proizvođača) na lokalitetu jednog naselja u gradu Trebinju“, MH „Elektroprivreda Republike Srpske“ Matično preduzeće a.d. Trebinje, septembar 2022. godine;
[6] „Pravilnik o uslovima za priključenje elektrana na elektrodistributivnu mrežu Republike Srpske“, MH „Elektroprivreda Republike Srpske“, novembar 2023. godine.

PRILOZI

Prilog 1 – Pojednostavljena procedura priključenja kupaca-proizvođača [6]



CIRED CRNA GORA

I SAVJETOVANJE O ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R4-15

UTICAJ PRIKLJUČENJA KROVNIH SOLARNIH FOTONAPONSKIH ELEKTRANA NA RADIJALNU NISKONAPONSKU DISTRIBUTIVNU MREŽU

IMPACT OF CONNECTION OF ROOFTOP PHOTOVOLTAIC SYSTEMS TO THE RADIAL LOW-VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORK

Milorad OBRADOVIĆ, Elektrotehnički fakultet Podgorica, Crna Gora
Jadranka RADOVIĆ, Elektrotehnički fakultet Podgorica, Crna Gora

KRATAK SADRŽAJ

Ovaj rad se bavi ispitivanjem uticaja priključenja krovnih solarnih fotonaponskih elektrana (SFNE) na niskonaponsku (NN) radijalnu distributivnu mrežu, stavljajući akcenat na potencijalne negativne efekte koje bi visoka penetracija ovih obnovljivih izvora energije (OIE) mogla da izazove. Od negativnih uticaja posebno se izdvajaju povratni tokovi snaga, viši harmonici, preopterećenje i povišeni naponi. Ukratko su opisani svi pomenuti efekti dok je pojava povišenih napona demonstrirana na hipotetičkoj radijalnoj NN (0,4 kV) distributivnoj mreži. Ispitan je uticaj promjene parametara mreže na mogućnost priključenja SFNE sa aspekta povišenih napona. Predloženo je rešenje za optimizaciju pomenutih napona u cilju sprečavanja ograničenja snaga SFNE kontrolom tokova reaktivne snage pomoću invertora. Navedena su 3 različita pristupa ovom metodu. U prvom, invertor svake SFNE vrši kontrolu toka reaktivne snage, dok u drugom slučaju, upravljanje reaktivnom snagom vrše samo invertori sistema u čijim čvorovima je detektovan povišeni napon. Treći navedeni pristup podrazumijeva pokrivanje potrošnje reaktivne snage invertora u krajnjim čvorovima mreže od strane njima korespodentnih invertora sa početka izvoda. Adekvatni zaključci su izvedeni.

Ključne riječi: priključenje SFNE, radijalna NN mreža, povišeni naponi, dimenzionisanje invertora

ABSTRACT

This paper examines the impact of connecting rooftop solar photovoltaic power plants (SPVPP) to low-voltage (LV) radial distribution networks, focusing on the potential negative effects that high penetration of these renewable energy sources (RES) could cause. From the negative influences, particular attention is paid to reverse power flows, harmonics, overloading, and overvoltages. All mentioned effects are briefly described while the occurrence of overvoltages is demonstrated on a hypothetical radial LV (0.4kV) distribution network. The influence of changing network parameters on the possibility of connecting SPVPP from the aspect of overvoltages has been examined. A solution has been proposed to optimize the mentioned voltages in order to prevent power limitations of SPVPP by controlling reactive power flows using inverters. Three different approaches to this method are mentioned. In the first one, the inverter of each SPVPP controls the reactive power flow, while in the second case, only the inverters of the systems in whose nodes an overvoltage is detected control the reactive power. The third mentioned approach involves covering the consumption of reactive power by inverters at the end nodes of the network by inverters corresponding to them at the beginning nodes. Adequate conclusions were drawn.

Key words: connection of SPVPP, radial low-voltage secondary networks, overvoltages, sizing inverters

Milorad Obradović, obradovicmilorad5@gmail.com
Jadranka Radović, jradovic@ucg.ac.me

1. UVOD

Elektroenergetski sistemi, posebno distributivni dio, zadnjih godina podvrgnuti su značajnim promjenama kao posledica povećane integracije distribuirane proizvodnje. Više o različitim vrstama distribuiranih izvora električne energije (DIEE) i sumarnom pregledu njihovih uticaja, kako pozitivnih tako i negativnih, na distributivnu mrežu

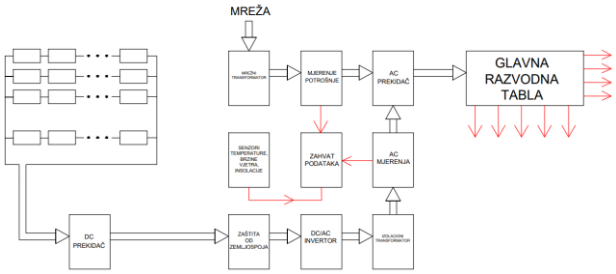
može se pročitati u [1]. Mnogi radovi se bave optimalnim dizajnom krovnih SFNE i ispitivanjem uticaja parametara okoline (temperatura, vlažnost, vjetrovitost itd.) na isplativnost ovakvih investicija [2]-[5].
Od mnogobrojnih uticaja distribuirane proizvodnje na distributivnu mrežu najveći broj radova targetira probleme vezane za relejnu zaštitu [6]. Ona je u prvobitnoj konfiguraciji mreže instalirana i podešena podrazumijevajući uvijek isti tok snage, od napojne tačke ka potrošačima. Postavljanjem velikog broja distribuiranih izvora u srednjenaponsku i niskonaponsku distributivnu mrežu ova paradigma se mijenja stavljajući značajne izazove pred operatore distributivnih sistema u cilju što optimalnije rekonfiguracije pomenute zaštite [7]. Pored toga, u [8] se analizira uticaj integracije distribuiranih izvora energije na mogućnost preopterećenja distributivnih mreža, stavljajući fokus na priključenje SFNE, dok se u [9] obrađuje uticaj istih na kvalitet električne energije, odnosno više harmonike koje unose invertori ovih sistema. U [10] i [11] se analiziraju promjene gubitaka izazvane pomenutom integracijom.
Povišeni naponi na distributivnim fiderima u slučaju visoke penetracije SFNE predstavljaju glavni limitirajući faktor aktivne snage koja smije biti integrisana na istu mrežu [12]. Tokom perioda visoke proizvodnje SFNE i niskog opterećenja postoji mogućnost povratnog toka snage i uzročno-posledično porasta napona NN vodova.
Postoji više načina za adresiranje ovog problema a to su:

1) smanjenje sekundarnog napona NN transformatora pomoću promjene položaja regulacione sklopke [13],
2) povećanje presjeka izvoda na koji se priključuju izvori, smanjujući na taj način njihovu impedansu [13],
3) ugradnjom autotransformatora/regulatora napona [14],[15],
4) ograničavanjem snage SFNE koja se može priključiti [16],
5) ugradnjom sistema za skladištenje energije [17],
6) omogućavanje SFNE da apsorbuju reaktivnu snagu [18].

Nedostatak prvog pristupa je što dosta NN trafostanica ne posjeduje regulacionu sklopku a i one koje posjeduju, omogućavaju jedino ručnu promjenu položaja što, s obzirom na intermitentnost proizvodnje SFNE i potrošnje objekata ne može da dovede napon u prihvatljive granice za sve radne režime koji se pojavljuju.
Povećanje presjeka nadzemnih vodova i kablova je vrlo efektivan ali i vrlo skup pristup i biće prezentovan u narednim poglavljima.
Ugradnja autotransformatora podrazumijevala bi kompletnu promjenu NN postrojenja u kome je smješten transformator, uključujući i njega, što je izrazito skupa investicija.
Četvrti navedeni metod podrazumijeva linearno smanjenje aktivne snage koju SFNE injektira u čvorovima u kojima je detektovan povišeni napon pomoću invertora.
Ugradnja uređaja za skladištenje energije omogućava potpunu kontrolu kako naponskog profila tako i koordinacije proizvodnje SFNE i potrošnje objekta. Međutim, ugradnjom iste značajno bi se povećala investiciona ulaganja u SFNE sistem i produžio period otplate.
Šesti metod podrazumijeva da invertori, koji prema dosadašnjoj ustaljenoj paradigmi rade sa faktorom snage bliskim ili jednakim jedinici (kako bi se što više iskoristila aktivna snaga koju generišu paneli i na taj način smanjila potrebna snaga invertora) počnu da apsorbuju reaktivnu snagu u slučaju povišenog napona u mreži. Više o ovom pristupu i njegovim potencijalnim varijacima biće govora u nastavku.
Ovaj rad se sastoji od šest poglavlja. Nakon uvoda, u drugom poglavlju je ukratko opisana SFNE kao distribuirani izvor električne energije. U trećem poglavlju je predstavljen model korišćene mreže i varirani su njeni parametri kako bi se ispitala mogućnost priključenja SFNE u zavisnosti od karakteristika mreže. U četvrtom poglavlju predstavljen je metod apsorpcije reaktivne snage od strane SFNE u cilju snižavanja napona i njegove moguće varijacije, dok je u petom poglavlju simulirana njihova primjena. Na kraju, u zaključku su izdvojeni glavni izazovi masovne integracije SFNE u NN distributivnu mrežu i pregled metoda za njihovo rešavanje.

2. KROVNE SFNE KAO DIEE

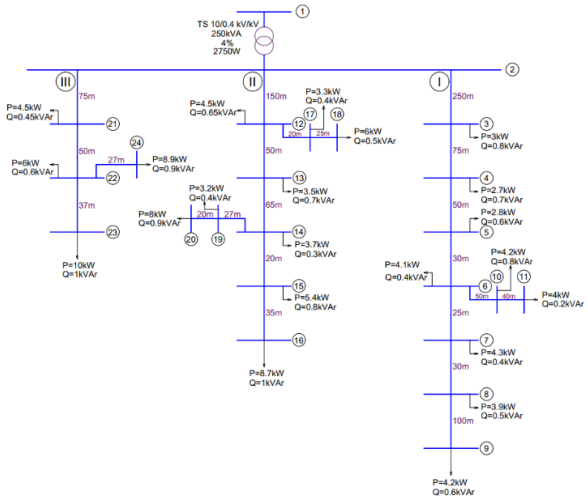
Krovne SFNE su najčešće mrežno-povezane eliminišući na taj način potrebu za uređajima za skladištenje električne energije. To doprinosi značajnom smanjenju investicionih i troškova održavanja. Tako, solarni fotonaponski sistem koristi mrežu kao skladište energije kada njegova snaga proizvodnje prevazilazi snagu potrošnje. U trenucima smanjene proizvodnje, ili u njenom odsustvu (noću) iz mreže se povlači potrebna energija. Ovi DIEE su obično locirani na krovovima objekata i fasadama što smanjuje zahtjeve za složenom konstrukcijom i zauzimanjem korisnog zemljišta.
Na slici 1. prikazana je tipična šema povezivanja mrežne SFNE [4]. Detaljnije objašnjenje svake pojedinačne komponente može se naći u [4] i [19].



Slika 1. Šema mrežno konektovane SFNE

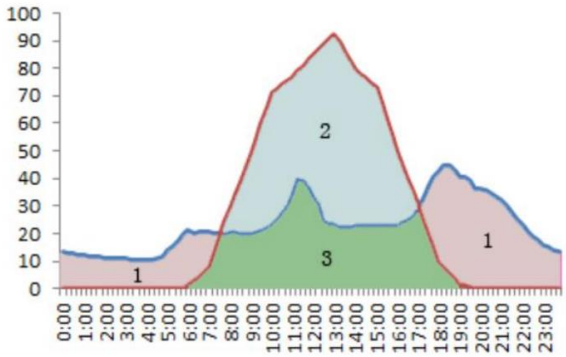
3. SIMULACIONI MODEL

U cilju ispitivanja mogućnosti i uticaja masovnog priključenja krovnih SFNE na distributivnu mrežu posmatraće se model hipotetičke radijalne NN (0,4 kV) distributivne mreže sa slike 2.



Slika 2. Hipotetička radijalna NN (0,4 kV) distributivna mreža

Dužine pojedinih dionica kao i opterećenja u svim čvorovima su prikazani na slici. Potrebno je naglasiti da se data opterećenja odnose na jedan vremenski trenutak između 12h i 14h koji je sa aspekta potencijalnih negativnih uticaja priključenja SFNE na mrežu najkritičniji, jer tada postoji najveća razlika između generisane snage elektrane i potrošnje objekta kao što je pokazano na slici 3 [20].

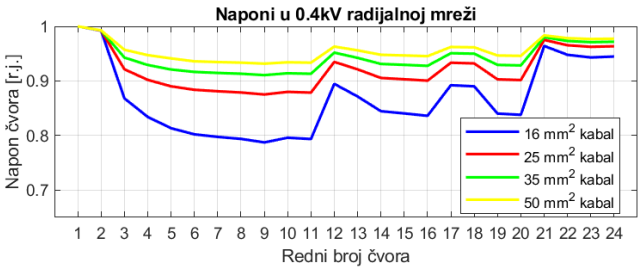


Slika 3. Tipični dnevni dijagrami proizvodnje SFNE i potrošnje objekta

Kao što je rečeno u [20], površina ispod plave krive predstavlja dnevnu potrošnju objekta dok površina ispod crvene krive predstavlja dnevnu proizvodnju elektrane. Oblast na slici označena brojem 1 predstavlja kupljenu energiju iz mreže, oblast 2 energiju prodatu mreži a oblast 3 proizvedenu energiju koja se troši u čvoru odmah nakon proizvodnje.
Prije nego što se pređe na analizu uticaja priključenja SFNE kratko će biti pokazano kako različiti parametri mreže utiču na naponske prilike i gubitke u mreži kako bi se postavila osnova za izvođenje opštih zaključaka o uslovima priključenja DIEE na mrežu u njenim različitim stanjima.

3.1. Uticaj različitih parametara mreže na naponske prilike i gubitke u njoj

Na slici 4. prikazani su padovi napona na izvodima za slučaj mreže sačinjene od 4 različita presjeka kabla X00-A čiji su podaci dati u tabeli I.

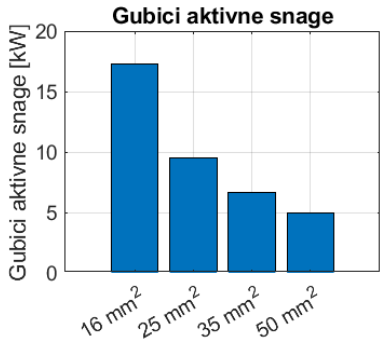


Slika 4. Padovi napona na izvodima za slučaj različitih presjeka kabla

	16mm²	**25mm²**	**35mm²**	**50mm²**
$\mathbf{R}\left[\frac{\Omega}{km}\right]$	1.91	1.2	0.868	0.641
$\boldsymbol{X}\left[\frac{\Omega}{km}\right]$	0.082	0.081	0.081	0.076

Tabela 1 – Podaci o kablu X00-A

Sa slike 4. se može vidjeti da povećanjem presjeka kabla do najveće promjene u naponima dolazi na najdužim izvodima i da je ta promjena sve manja što je izvod kraći. Na vrlo kratkim izvodima ta promjena je skoro neprimjetna.
Takođe treba primijetiti da se naponi mogu popravljati samo do određene granice i da je svako dalje povećanje presjeka ekonomski neopravdano.
Na slici 5. je prikazana promjena gubitaka za sva četiri razmatrana slučaja.

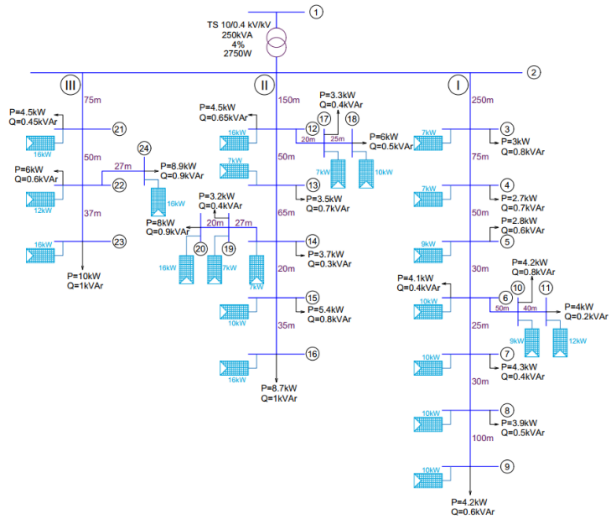


Slika 5. Gubici aktivne snage za različite presjeke kablova

Gornja slika ide u prilog prije rečenom da je neopravdano povećavanje presjeka kabla jer intenzitet smanjenja gubitaka drastično opada sa povećanjem presjeka kabla.

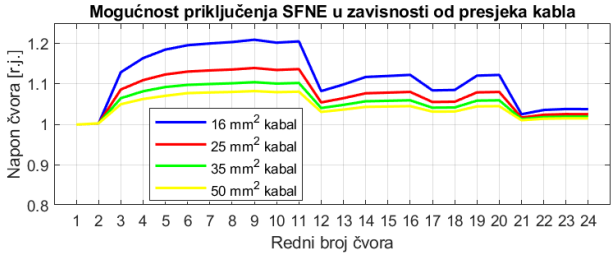
3.2. Masovno priključenje krovnih SFNE

U ovom dijelu će biti analiziran uticaj masovnog priključenja krovnih SFNE na prilike u NN radijalnoj mreži prikazanoj slikom 2. U tom cilju se u svakom potrošačkom čvoru dodaje elektrana snage prikazane na slici 6.



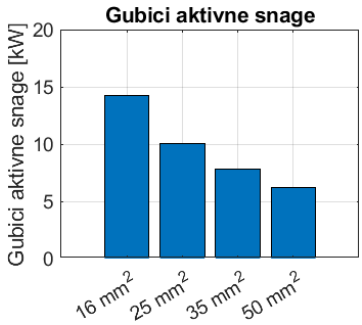
Slika 6. Masovno priključenje SFNE na NN mrežu

Na slici 7. je prikazana promjena napona koja se desila priključenjem velikog broja elektrana za ranije analizirana sva četiri presjeka kabla.



Slika 7. Naponi na izvodima za slučaj različitih presjeka kabla u prisustvu SFNE

Na osnovu slike 7. zaključuje se da je, kao posledica masovnog priključenja SFNE a usled povratnih tokova snaga koji su nastali kao rezultat veće proizvodnje od potrošnje došlo do značajnog povišenja napona u mreži. Kritične tačke sa aspekta napona su ostale iste kao i u slučaju bez SFNE samo sada u smislu povišenog napona, što će reći da što se elektrana priključuje u "slabiju" tačku, to će njen potencijalni negativni uticaj na mrežu biti izraženiji. Na slici 8. prikazana je promjena gubitaka u ovom slučaju.



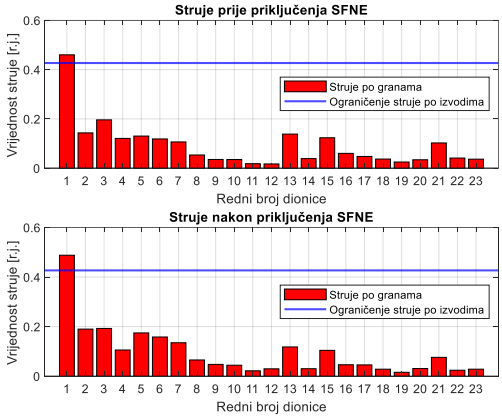
Slika 8. Gubici aktivne snage za različite presjeke kablova sa priključenim SFNE

Posmatrajući sliku 8. i poredeći je sa slikom 5. zaključuje se da su gubici aktivne snage manji u slučaju masovne integracije SFNE samo za kabal najmanjeg presjeka, dok za veće presjeke posmatrani gubici rastu. To je posledica činjenice da su SFNE u ovoj analizi modelovane kao potrošači konstantne snage, što znači da u slučaju promjene napona dolazi do opozitne promjene struje kako bi se snaga definisana proizvodom struje i napona održala konstantnom. Kako se sa povećanjem presjeka kabla imaju sve niži naponi, to shodno naprijed navedenom rastu struje a samim tim i gubici koji zavise kvadratno od efektivne vrijednosti struje. Potrebno je naglasiti da se dati gubici odnose samo na jedan vremenski trenutak i da njihovi iznosi variraju kako tokom dana tako i u toku godine sa promjenom snaga proizvodnje i potrošnje, pa bi se stvarna predstava o njihovom iznosu mogla dobiti analizom energije gubitaka na dužem vremenskom intervalu, što prevazilazi obim ovoga rada.

Vraćajući se na sliku 7. jasno je da se u sva četiri razmatrana slučaja imaju prilično visoki naponi. To govori da mreža u posmatranim stanjima ne može da podnese priključenje ovolikog iznosa distribuirane proizvodnje. Iz prethodnog slijedi da je potrebno ograničiti dozvoljenu snagu priključenja pojedinačnih elekrana u mjeri koja drži napone u prihvatljivim granicama (+5% nominalnog je uzeto u ovoj analizi) [16] ili je na napon potrebno djelovati na drugačiji način, koji će snagu injektiranja SFNE zadržati na posmatranom nivou [13]-[15], [17], [18] a napone vratiti unutar pomenutog opsega.
U cilju postizanja gore navedenog, u daljem nastavku rada će biti prezentovan način koji omogućava invertorima, preko kojih su SFNE povezane na mrežu da apsorbuju reaktivnu snagu i na taj način spuštaju napone, pri čemu će biti izloženo više različitih tehnika koje postoje kod ovog pristupa.
Potrebno je napomenuti da će sve analize koje slijede biti sprovedene na mreži koja posjeduje kabal presjeka 50 mm^2 (žuta linija na graficima napona).

4. METODE OPTIMIZACIJE POVIŠENIH NAPONA KONTROLOM TOKOVA REAKTIVNE SNAGE

Kao što je konstatovano u prethodnom poglavlju, nakon masovnog priključenja SFNE došlo je do pojave prilično visokih napona čak i za relativno jaku mrežu sa kablom presjeka 50 mm^2. O "snazi" date mreže može se zaključiti na osnovu grafika struje prije i nakon priključenja SFNE prikazanih na slici 9.



Slika 9. Struje po granama prije (gore) i nakon (dolje) priključenja SFNE

Sa slike 9. se može vidjeti da je u oba slučaja mreža sa aspekta struje koja teče kroz vodove mogla da primi još prilično veliki iznos snage ali zbog velikih dužina izvoda napon igra ulogu limitirajućeg faktora. Dionica jedan se odnosi na granu sa transformatorom čija je struja uzeta kao bazna tako da bi u ovom slučaju adekvatna granica strujnog opterećenja bila jedinica pa se i za tu granu može izvesti sličan zaključak kao i za dionice vodova, tj. i ova grana je sposobna da podnese veće strujno opterećenje nego što ga trenutno nosi.
Iz do sada navedenog izvodi se opšti zaključak da limitirajući faktor masovnom priključenju SFNE u radijalnu, podoptećenu NN distributivnu mrežu koja posjeduje izvode velike dužine ne predstavljaju struje po granama, već povišeni naponi. Oni se javljaju kao posledica povratnih tokova snaga izazvanih visokom penetracijom ovih distribuiranih izvora električne energije.
U cilju dovođenja mreže u prihvatljivo radno stanje u ovom poglavlju će biti prezentovani načini za optimizaciju pomenutih povišenih napona kontrolom tokova reaktivne snage pomoću invertora. Ovi načini, opisani u [18] podrazumijevaju omogućavanje SFNE da apsorbuje reaktivnu snagu izazivajući na taj način tokove ove snage u smjeru od napojne tačke ka elektrani, što je suprotno smjeru toka aktivne snage u ovom radnom stanju. Na taj način se stvaraju "kontra" padovi napona koji će da kompenzuju prethodni porast napona izazvan tokom aktivne snage od tačke priključenja ka napojnoj tački. Pomenuto apsorbovanje reaktivne snage ostvaruje se od strane elektrane kontrolom faktora snage sa kojim radi invertor preko koga je elektrana povezana na mrežu [21], omogućavajući elektrani da preuzme ulogu proizvođača aktivne ali potrošača reaktivne snage.
Kao što je navedeno u [18] postoje tri različite varijacije pomenutog pristupa i to prva, u kojoj svi invertori u mreži rade sa istim faktorom snage apsorbujući na taj način reaktivnu snagu proporcionalno nazivnoj aktivnoj snazi elektrane. Drugi, u kome samo invertori u čijim čvorovima je detektovan povišeni napon vrše potrošnju reaktivne snage i treći, kog koga invertori u krajnjim tačkama izvoda, gdje kod radijalnih mreža najprije dolazi do pojave povišenog napona vrše potrošnju reaktivne snage, dok njima korespodentni invertori iz čvorova sa početka izvoda proizvode tu reaktivnu snagu.
Svaki od pomenutih metoda ima prednosti i mane. Glavna prednost prvog je to što svi invertori podjednako doprinose otklanjanju povišenih napona što dovodi do potrebnog predimenzionisanja invertora u odnosu na nazivnu snagu elektrane koje nije veliko i pritom skoro ravnomjerno raspoređuje dodatni iznos struje koji će se javiti kroz mrežu zbog dodatnog povlačenja reaktivne snage. Na taj način se smanjuje vjerovatnoće pojave

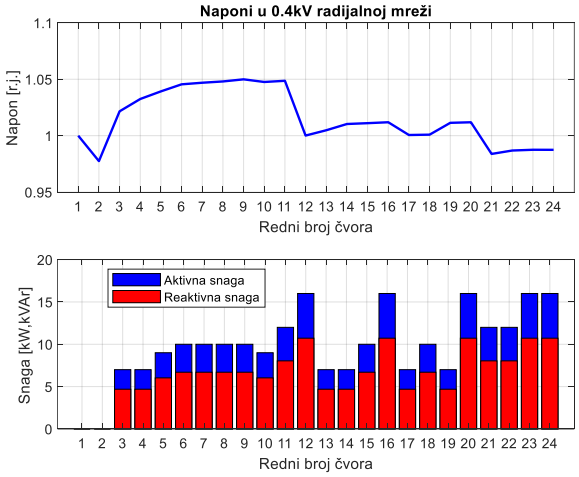
preopterećenja mreže u dionicama koje su najkritičnije, a to su u ovom slučaju one sa početka izvoda. Kao nedostatak ovog metoda može se izdvojiti potreba za komunikacijom između svih invertora, jer je prilikom pojave povišenog napona makar u jednom od čvorova potrebna reakcija svih invertora.
Drugi metod otklanja glavni nedostatak prvog, što je pomenuta potreba komunikacije između čvorova jer u ovom slučaju samo čvorovi gdje je detektovan povišeni napon počinju da apsorbuju reaktivnu snagu sve dok se napon ne vrati u pomenutu granicu +5% nominalnog. Međutim, to iziskuje veće potrebne nazivne snage invertora u odnosu na prethodni postupak i neravnomjerniju raspodjelu dodatne struje, izazvane tokom reaktivne snage.
Treći način koji podrazumijeva proizvodnju reaktivne snage na početku izvoda, koja će biti potrošena u njegovim krajnjim čvorovima ne opterećuje dodatno mrežu srednjeg napon reaktivnom snagom pa se na taj način smanjuju gubici u njoj.

5. PRIMJENA METODA KONTROLE TOKOVA REAKTIVNE SNAGE NA OPTIMIZACIJU NAPONA U RADIJALNOJ MREŽI

U ovom poglavlju će biti simulirana prva dva od pomenuta tri metoda snižavanja povišenih napona u NN radijalnoj mreži izazvanih masovnim priključenjem SFNE.

5.1. Proporcionalna raspodjela reaktivnog opterećenja na invertore u pogonu

U cilju prezentovanja prvog pomenutog metoda posmatraće se model mreže sa sl. 6. i njemu korespodentne naponske prilike sa sl. 7. (žuta linija koja odgovara presjeku kabla 50 mm^2). Sa ove slike se jasno vidi da u sistemu postoje povišeni naponi na izvodu I. U cilju njihovog smanjenja invertori u svakom čvoru počinju da troše reaktivnu snagu sa neprominjenom aktivnom snagom elektrane. Potrošnja reaktivne snage elektrane se tako povećava postepeno sa korakom 1% nazivne aktivne snage sve dok se napon u svakom čvoru ne spusti u opseg +5% nominalne vrijednosti. Grafici napona i snaga nakon ovog postupka prikazani su na slici 10.

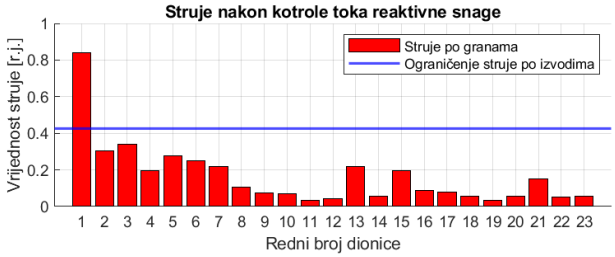


Slika 10. Naponi (gore) i aktivna i reaktivna snaga (dolje) nakon sprovedene kontrole toka reaktivne snage pomoću invertora

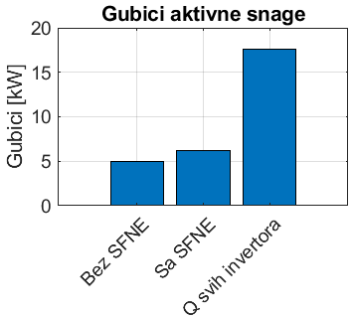
Sa gornje slike se vidi da je nakon sprovedenog postupka povećanja potrošnje reaktivne snage svih SFNE došlo do ulaska napona u pomenuti opseg. Svi invertori rade sa istim faktorom snage u iznosu 0.831 što se nalazi u okviru ograničenja standardnih invertora koji se koristi u NN mreži (± 0.8). Potrebno povećanje nazivne snage invertora (ako se pretpostavi da su prije bili dimenzionisani prema nazivnoj aktivnoj snazi elektrane) je:

$$\mathbf{k} = \frac{\mathbf{S}}{\mathbf{P}} = \frac{\sqrt{\mathbf{P^2 + Q^2}}}{\mathbf{P}} \tag{1}$$

gdje je S – prividna snaga SFNE u bilo kom čvoru a P njemu korespodentna aktivna snaga. Nakon izračunavanja jednakosti (1) dobija se da je $k = 1.2037$ ili procentualno 20.37%.
Struje po granama nakon ovog postupka prikazane su na slici 11. a gubici za tri slučaja (prije i nakon priključenja SFNE kao i nakon kontrole toka reaktivne snage) prikazani su na slici 12.



Slika 11. Struje po granama nakon izvršene kontrole toka reaktivne snage

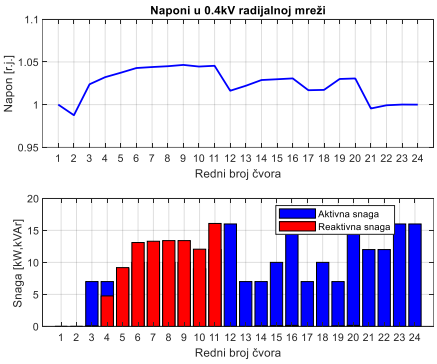


Slika 12. Gubici aktivne snage sa i bez SFNE i nakon izvršene kontrole toka reaktivne snage

Sa slike 11. se zaključuje da je došlo do značajnog povećanja struja kroz dionice koje se nalaze na početku izvoda kao i kroz sami transformator što je dovelo do osjetnog povećanja gubitaka prikazanih na slici 12. Ipak, ograničenja struje po svim granama su zadovoljena uz napone koji se nalaze u prihvatljivim granicama. To pokazuje da se predimenzionisanjem invertora za 20% iznad nominalne snage elektrane i njihovom omogućavanju da troše reaktivnu snagu može izbjeći potreba za ograničavanjem snaga SFNE koje nije uslovljeno kapacitetom NN vodova već povišenim naponom koji nastaje kao posledica velike dužine dionica koje postoje u mrežama ovakvog tipa.

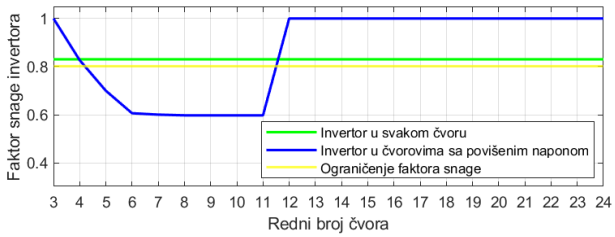
5.2. Neravnomjerna raspodjela reaktivnog opterećenja na invertore u pogonu

Nakon prvog, u ovom poglavlju će biti prezentovan drugi pristup kontroli tokova reaktivne snage, koji podrazumijeva potrošnju reaktivne snage invertora samo u čvorovima u kojima je detektovan povišeni napon. Kao što se može i pretpostaviti, a pokazano je slikom 13. ovaj način kontrole zahtijeva mnogo veću utrošenu reaktivnu snagu pojedinih invertora zato što, za razliku od prvog načina u kome rade svi invertori, ovdje samo manji broj njih učestvuje u regulaciji napona.



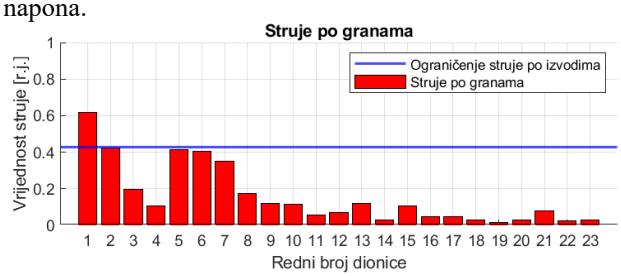
Slika 13. Naponi (gore) i aktivne i reaktivne snage elektrane (dolje) nakon kontrole tokova reaktivne snage

Sa slike 13. se jasno vidi da reaktivne snage pojedinih invertora u čijim čvorovima je detektovan povišeni napon prelaze nazivnu aktivnu snagu SFNE izazivajući tako faktor snage invertora ispod uobičajene dozvoljene vrijednosti (± 0.8). To se može uočiti na slici 14. na kojoj su, radi poređenja dati faktori snage invertora u prvom i drugom slučaju na istom grafiku sa njihovim ograničenjem.



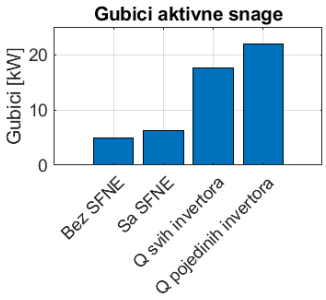
Slika 14. Faktor snage invertora za dva razmatrana metoda i njegovo teorijsko ograničenje

Sa gornjeg grafika je jasno da uz ovaj način snižavanja napona, uprkos jednostavnosti realizacije koja ne zahtijeva komunikacijsku vezu između svih invertora, priključenje SFNE u navedenoj mjeri ne bi bilo moguće i da bi bilo neophodno ograničiti dozvoljenu snagu penetracije ovih DIEE.
U cilju poređenja sa prethodnim metodom na slici 15. je predstavljen grafik struja za ovaj slučaj sa koga se vidi već ranije pomenuta neravnomjernija raspodjela struja koja fokusira veću struju kroz duže dionice gdje najprije dolazi do pojave povišenih napona.



Slika 15. Struje nakon izvršene kontrole tokova reaktivne snage

Ovakva raspodjela struja rezultira i većim gubicima u odnosu na sve prethodne slučajeve prikazanih slikom 16.



Slika 16. Gubici aktivne snage u sva četiri razmatrana slučaja

6. ZAKLJUČAK

Ovaj rad je prezentovao izazove masovnog priključenja krovnih solarnih fotonaponskih elektrana u radijalnu niskonaponsku distributivnu mrežu sa izraženim dužinama pojedinih dionica. Pokazano je da limitirajući faktor ovom priključenju ne predstavlja kapacitet posmatrane mreže već povišeni naponi koji nastaju kao posledica povratnih tokova snaga u periodima maksimalne proizvodnje elektrane.
Kao dominantan faktor koji utiče na izraženost povišenih napona, pored maksimalne snage elektrane izdvojena je dužina izvoda putem kojih se prenosi pomenuta snaga. Pokazano je da su kritične tačke sa aspekta niskih napona u periodima bez proizvodnje i sa aspekta visokih napona u periodima maksimalne proizvodnje elektrane iste i konstatovano je da su to najudaljenije tačke od napojnog izvora.
Prikazane su metode za optimizaciju pomenutih povišenih napona kontrolom tokova reaktivne snage, odnosno omogućavanjem potrošnje reaktivne snage od strane invertora. Dvije od pomenutih metoda su primijenjene na hipotetičku niskonaponsku radijalnu distributivnu mrežu i pokazana je njihova efikasnost kao i posledice koje donosi njihova primjena.
U daljim istraživanjima na ovu temu biće analizirana opravdanost ugradnje uređaja za skladištenje električne energije u svakom ili pak samo u pojedinim čvorovima niskonaponske mreže u cilju efikasnije kontrole napona i usklađivanja dijagrama proizvodnje solarne fotonaponske elektrane i potrošnje objekta.

LITERATURA

[1] Philip P. Barker, Robert W. de Mello, 2000, "Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 – Radial Distribution Systems ", "Power Technologies, Inc.", "2000 IEEE" pp. 1645 - 1656.

[2] Aditya Kumar, D. Marya Andleeb, Farhad Ilahi Bakhsh, 2021, "Design and Analysis of Solar PV Rooftop in Motihari", "*J. Phys.", "Conf. Ser.* 1817"

[3] M. H. Albadi, N. R. S. Al Abri, M. I. Masoud, K. H. Al Saidi, A. S. Al Busaidi, A. Al Lawati, K. Al Ajmi, I. Al Farsi, 2021, "Design of a 50kW solar PV rooftop system", "International Journal of Smart Grid and Clean Energy", pp. 401-409

[4] Xiangyang Gong, Monohar Kulkarni, 2005, "Design optimization of a large scale rooftop photovoltaic system", "Solar energy", "708" pp. 362-374.

[5] Charafeddine Mokhtara, Belkhir Negrou, Noureddine Settou, Abdessalem Bouferrouk, Yufeng Yao, 2021, "Optimal design of grid-connected rooftop PV systems: An overview and a new approach with application to educational buildings in arid climates ", "Sustainable Energy Technologies and Assessments", "101468".

[6] C. Dugan, Dwight T. Rizzy, 1984, "Electric Distribution Protection Problems Associated with the Interconnection of Small, Dispersed Generation Devices","Transaction on Power Apparatus and Systems", IEEE, "Vol. PAS – 103, No. 6", pp. 1121-1127.

[7] Adly Girgis, Sukumar Brahma, 2001, "Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System", IEEE, "Clemson University Power research Association, ECE Department, Clemson University, USA", pp. 115-119.

[8] Gabriel Tévar, Antonio Gómez-Expósito, Angel Arcos-Vargas, Manuel Rodríguez-Montañés, 2019, "Influence of rooftop PV generation on net demand, losses and network congestions: A case study","Electrical Power and Energy Systems", "105", pp. 68-86.

[9] S. Cobben, B. Gaiddon, H. Laukamp, 2008," Impact of Photovoltaic Generation on Power Quality in Urban Areas With High PV Population","PV upscale" "EIE/05/171/SI2.420208".

[10] D. Đorđević, M. Anđelković, 2015,"Analiza uticaja masovnog korišćenja solarnih panela na gubitke električne energije u niskonaponskoj mreži"," INFOTEH-JAHORINA" "Vol. 14", pp. 260-265.

[11] I. Babić, Ž. Đurišić, J. Mikulović, 2008,"Uticaj disperzovanih fotonaponskih sistema na gubitke u distributivnoj mreži"," CIGRE Srbija".

[12] Reinaldo Tonkoski, Luiz A. C. Lopes, Tarek H. M. El-Fouly, 2011, "Coordinated Active Power Curtailment of Grid Connected PV Inverters for Overvoltage Prevention", IEEE,"Transactions on Sustainable Energy","Vol. 2, No. 2", pp. 139-147.

[13] C. L. Masters, 2002, "Voltage rise: The big issue when connecting embedded generation to long 11 Kv overhead lines," Power Eng. J.", "vol. 16", pp. 5–12.

[14] S. Toma, T. Senjyu, Y. Miyazato, A. Yona, T. Funabashi, A. Y. Saber, and K. Chul-Hwan, 2008, "Optimal coordinated voltage control in distribution system,", "Proc. Power and Energy Society General Meeting—Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, IEEE", pp. 1–7.

[15] M. R. Salem, L. A. Talat, and H. M. Soliman, 1997, "Voltage control by tap changing transformers for a radial distribution network", "Proc. Inst. Elect. Eng., Generation Transmission and Distribution", "vol. 144", pp. 517–520.

[16] Reinaldo Tonkoski, Luiz A. C. Lopes, Tarek H. M. El-Fourly, 2011, "Coordinated Active Power Curtailment of Grid Connected PV Inverters for Overvoltage Prevention", "IEEE TRANSACTION ON SUSTEINABLE ENERGY", "Vol. 2. No. 2.", pp. 139-147.

[17] Y. Ueda, K. Kurokawa, T. Itou, K. Kitamura, K. Akanuma, M. Yokota, H. Sugihara, and A. Morimoto, 2008, "Advanced analysis of grid-connected PV system's performance and effect of batteries," Elect. Eng. Japan", "vol. 164", pp. 247–258.

[18] Evangelos E. Pompodakis, Ioannis A. Drougakis, Ioannis S. Lesis, minas C. Alexiadis, 2015, "Photovoltaic systems in low-voltage networks and overvoltage correction with reactive power control", "IET Renewable Power Generation", pp. 1-8.

[19] Ana Cabrera-Tobar, Eduard Bullich-Massague, Monica Aragues-Penalba, Oriol Gomis-Bellmunt, 2016, "Capability curve analysis of photovoltaic generation systems"," Solar Energy", "140", pp. 255-264

[20] Yang Fan, Gao Pei, Liu Yingying, Zhang Zhang, Wu Xiao, 2018, "Impacts on Operation and Benefit After New Energy Generation Access to Power Grid", "IOP Conference Series: Earth and Environmental Science", "Sci. 168 012034"

[21] Cuauhtemoc Rodriguez, Gehan A. J. Amaratunga, 2008, "Long-Lifetime Power Inverter for Photovoltaic AC modules", "IEEE SECTION ON INDUSTRIAL ELECTRONICS", "Vol. 55, No. 7", pp. 2593-2601.

CIRED CRNA GORA

I SAVJETOVANJE O ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R5-01

PROCJENA GUSTINE OPTEREĆENJA NOVIH VRSTA POTROŠAČA (TOPLOTNIH PUMPI I PUNJAČA ELEKTRIČNIH VOZILA) UZ POMOĆ AMM SISTEMA

EVALUATION OF THE DENSITY OF LOADS OF NEW CONSUMER TYPES (HEAT PUMPS AND ELECTRIC VEHICLE CHARGERS) WITH THE HELP OF AMM SYSTEM

Koprena Dragan, Bosna i Hercegovina
Rade Ninković, Bosna i Hercegovina
Milan Šormaz, Bosna i Hercegovina

KRATAK SADRŽAJ

U posljednjih par godina pojavljuju se nove vrste potrošača na distributivnoj mreži koje nisu bile predmet proučavanja u dosadašnjim propisima (tehničkim preporukama, pravilima o radu distributivnom sistema ili mrežnim pravilima), kao što su toplotne pumpe (za grijanje i hlađenje objekata), punjači električnih vozila i sl. U Elektrokrajini (koja je jedan od pet tzv. operatora distributivnog sistema u Republici Srpskoj) već skoro 15 godina se razvija sistem daljinskog upravljanja brojilima (AMM sistem). U toku je dogradnja AMM sistema sa novim obračunskim mjerenjima, kao i novim kontrolnim mjerenjima ukupne potrošnje u trafostanicama SN/NN. Podaci iz AMM sistema se koriste u ovom referatu za procjenu gustine opterećenja pomenutih novih vrsta potrošača. Autori ovog referata rade već decenijama na planiranju i razvoju elektrodistributivne mreže, kao i u postupku izrade planske dokumentacije (urbanističkih, zonskih i regulacionih planova). Prilikom procjenjivanja ukupne potrebne snage u obuhvatu planske dokumentacije koriste se podaci o gustini potrošnje (W/m^2 BGP – bruto građevinske površine) ili broju stanova, koji se određuju prema dosadašnjim propisima i iskustvima. Međutim, u slučaju pojave nove vrste potrošača, kao što su toplotne pumpe i punjači električnih vozila, ne postoje propisi, ni empirijski podaci (ili su vrlo oskudni). Ovaj referat bi mogao da u velikoj mjeri zadovolji ovu prazninu, davanjem empirijskih podataka o postojećim potrošačima (novim vrstama u poređenju sa „klasičnim“ potrošačima), u klasama (prema veličini objekata ili broju stanova), kao i procjenu trenda (korištenjem istorijskih podataka) o kretanju potreba za snagom u budućnosti.

Ključne riječi: gustina optrerećenja, Gausova raspodjela, punjači

ABSTRACT

In the last couple of years, new types of consumers have emerged on the distribution network that were not subject to study in existing regulations (technical recommendations, rules governing the operation of the distribution system, or network rules), such as heat pumps (for heating and cooling of buildings), electric vehicle chargers, and the like. In Elektrokrajina (which is one of the five so-called operators of the distribution system in the Republic of Srpska), a remote metering system (AMM system) has been developing for almost 15 years. The expansion of the AMM system with new billing measurements, as well as new control measurements of total consumption in SN/LV substations, is underway. Data from the AMM system are used in this paper to assess the load density of the mentioned new types of consumers. The authors of this paper have been working for decades on planning and developing the electric distribution network, as well as in the process of drafting planning documentation (urban, zoning, and regulatory plans). When estimating the total required power within the scope of planning documentation, data on consumption density (W/m^2 BGP - gross building area) or the number of apartments are used, determined according to existing regulations and experiences. However, in the case of the emergence of new types of consumers, such as heat pumps and electric vehicle chargers, there are no regulations or empirical data (or they are very scarce). This paper could largely address this gap by providing empirical data on existing consumers (new types compared to "conventional" consumers), in classes (according to the size of buildings or the number of apartments), as well as estimating trends (using historical data) on the movement of power needs in the future.

Key words: gustina optrerećenja, Gausova raspodjela, punjači

Dragan Koprena, dipl.inž.el., email: dragan.koprena@elektrokrajina.com
Rade Ninković, dipl.inž.el., email: rade.ninkovic@elektrokrajina.com
Mian Šormaz, dipl.inž.el., email: milan.sormaz@elektrokrajina.com

1. UVOD

Izrada planske dokumentacije (regulacionih planova, zoning planova…) zahtijeva procjenu energetskog bilansa planiranih objekata. Podaci koji su dostupni prilikom procjene jesu namjena i bruto građevinska površina objekta. Ukupna vršna snaga objekta se onda izračunava kao proizvod bruto građevinske površine i specifičnog opterećenja (W/m^2) koje se uzima iz tehničkih preporuka ili iz iskustva. Ukoliko je procjena energetskog bilansa objekata urađena dobro, onda je i elektroenergetska infrastruktura (trafostanice i pripadajući SN i NN vodovi) planirana u skladu sa stvarnim potrebama objekata.
Korišćenjem nekih novih vrsta potrošača električne energije, kao što su toplotne pumpe za grijanje i hlađenje objekata i punjači električnih vozila, a kojih nema u tehničkim preporukama ili su iskustva ograničena, javlja se problem procjenjivanja dovoljno preciznog specifičnog opterećenja (gustine vršne snage po bruto građevinskog površini objekta). Upotreba toplotnih pumpi u objektima je u Elektrokrajini u porastu posljednjih godina, pa se ukazala potreba za analizom potrošnje električne energije, a naročito vršnog opterećenja ovakvih objekata.
Prema tehničkim preporukama (TP 14 (1)) prognoza vršne snage se vrši:
- nezavisom (eksploatacionom) metodom,
- zavisnom (korelacionom) metodom,

U zavisnoj (korelacionoj) metodi za prognozu potrošnje električne energije potrošači se razvrstavaju u tri sektora:
- Sektor domaćinstava,
- Sektor industrije,
- Sektor "ostali potrošači".

Prognoza vršne snage u sektoru "ostala potrošači" data je kao proizvod specifičnog opterećenja određene djelatnosti i površine objekta.

$$P_{mos} = p_{most} \cdot S_{obj} \cdot 10^{-3}$$

gdje je:
- P_{mos} - prognozirano maksimalno opterećenje [kW]
- p_{most} - gustina opterećenja određene djelatnosti [W/m^2]
- S_{obj} - površina objetka [m^2]

Tehničkim preporukama je dato specifično opterećenje za neke djelatnosti u tabeli 1.

Tabela 1 – Specifično opterećenje iz tečničkih preporuka

Djelatnost	Specifično opterećenje p_{most} [W/m^2]
Prosvjeta	10-25
Zdravstvo	10-35
Sportski centri	10-50
Hoteli sa klima uređajima	30-70
Hoteli bez klima uređaja	20-30
Male poslovne zgrade	15-30
Trgovine	25-60

U ovom radu je urađena analiza gustine opterećenja poslovnih zgrada sa instalisanim toplotnim pumpama, sa ciljem da se daju podaci o specifičnom opterećenju za ovu vrstu objekata, kako bi se mogla uraditi procjena specifičnog opterećenja i za takve objekte. Za analizu su korišteni podaci dobijeni iz AMM i "billing" sistema, koristeći podatke sa obračunskih mjerenja, kao i kontrolnih mjerenja ukupne potrošnje u distributivnim trafostanicama SN/NN.
AMM sistem za daljinsko očitavanje brojila je u upotrebi na području ZP „Elektrokrajina" a.d Banja Luka od marta 2010. godine. Godine 2021. je odrađen prvi test SSLT (Small Scale Laboratory Test), na kojem su potvrđene zahtjevane funkcionalnosti u pogledu potrebnih podataka koji se očitavaju sa brojila, kao i mogućnosti upravljanja brojilima i interoperatibilnosti brojila i komunikacone opreme (koncentratora i brojila).
Maksimalan broj brojila koja su bila u AMM sistemu se kretao oko 25.000 do 30.000, a trenutno je u AMM sistemu aktivno oko 13 000 brojila (direknih, poluindireknih i indirektnih brojila). Direktna brojila su uglavnom sa PLC modemima (SFSK modulacije) i očitavaju se preko odgovarajućih koncentratora. Što se tiče mjernih grupa (direktnih, poluindireknih i indireknih brojila), većina se očitava preko sopstvenog GPRS komunikacionog modema. Pojedina sumarna kontrolna brojila (u trafostanicama SN/NN) očitavaju se preko koncentratora u trafostanici koji je uvezan preko modema sa AMM sistemom (u većini slučajeva to je GPRS modem, ali i WiFi ili PLC preko SN kablova).

Što se tiče podataka koji se očitavaju sa poluindirektnih i indirektnih brojila, na brojilima su podešeni sljedeći profili za čitanje:

- Biling profil
- Measurment profil
- 15 minutni profil
- satni ili dnevni profil

Za određivanje maksimalne prosječne 15 minutne snage se koriste 15 minutni profil i biling profil. Svako očitanje u registrima koji se čitaju u ovim profilima ima i odgovarajuće vremenski žig (vrijeme na koje se odnosi podatak iz profila).
Analizirani su podaci za objekte koji se nalaze u Banjaluci, gdje je srednja mininimalna temperatura u januaru iznosila -4.6ºC, a srednja maksimalna temperatura u julu 27,2ºC. Sezona grijanja u Banjaluci počinje 15.10. i završava se 15.4. naredne godine. Hlađenje objekata je uglavnom od sredine maja do sredine septembra (zavisno od temperatura). Analiza objekata na područjima sa drugačijim klimatskim uslovima će dati i drugačije rezultate.

2. ANALIZA SPECIFIČNOG OPTEREĆENJA OBJEKTA

2.1 Matematički model

U pripremi referata korišten je veliki broj ulaznih podataka, pa su autori bili u dilemi na koji način bi prikazali dobijene rezultate. Za prikaz rezultata u ovom referatu je odabrana metoda Gausove normalne raspodjele. U ovoj metodi se prvo izračuna vrijednost aritmetičke sredine. U nastavku rada će biti korištena i standardna devijacija koja predstavlja mjeru odstupanja od aritmetičke sredine (Tadić (2)).
Za brojevni niz podataka $x_1, \dots, x_n$ aritmetička sredina je broj:

$$\overline{x} = \frac{x_1 + x_2 + \cdots + x_n}{n}$$

a standardna devijacija, za isti niz podataka, se računa na sljedeći način:

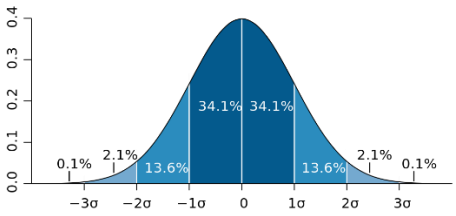
$$\sigma = \sqrt{\frac{(\overline{x} - x_1)^2 + (\overline{x} - x_2)^2 + \cdots + (\overline{x} - x_n)^2}{n}}$$

Aritmetička sredina daje nam broj koji se često u teorijskom i praktičnom pogledu smatra najbližim podacima. S druge strane, standardna devijacija kaže nam kolika bliskost ulaznih podataka. Što je standardna devijacija manja, to su podaci bliži međusobno.
Normalna ili Gausova funkcija je funkcija kojom se opisuju podaci i koja modeluje njihove vrijednosti.

$$g(x) = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\bar{x})^2}{2\sigma^2}}$$

Gdje je:

$g(x)$ −Gausova (normalna) raspodjela
$\bar{x}$ − srednja vrijednost
σ − standardna devijacija



Sl.1- Postotak površine ispod Gausove krive

Zvonasta kriva na sl.1 je najvažnija kontinuirana slučajna raspodjela, a vjerovatnoće intervala vrijednosti odgovaraju području ispod krive.

2.2 Specifično opterećenje objekata

Korišteni su podaci dobijeni iz AMM sistema o potrošnji električne energije i maksimalnoj prosječnoj 15 minutnoj snazi za poslovne objekte koji imaju ugrađene toplotne pumpe za grijanje i hlađenje, iz kojih se analizom dobije gustina opterećenja p (W/m^2).

Da bi smo izračunali gustinu opterećenja p (W/m^2) potrebno je odrediti bruto građevinsku površinu analiziranih objekata. Bruto građevinska površina objekta je površina konture objekta sa geodetskih podloga pomnožena sa brojem spratova.
Na osnovu podataka iz energetskih kartica objekata iz "biling" sistema (za obradu podataka potrošača), podataka dobijenih iz AMM sistema i površine objekata računamo gustinu opterećenja objekata u toku godine.
Gustina opterećenja objekta zavisi od djelatnosti koja se obavlja, tako da su u analizi podataka objekti podijeljeni u nekoliko grupa.
Korištenjem Gausove raspodjele dobijenih rezultata odredili smo raspored gustine opterećenja p (W/m^2).
U nastavku poglavlja za analizu su uzeti podaci o obračunskim mjesečnim vršnim snagama iz "billing" sistema i petnaestominutne vršne snage iz AMM sistema.

2.2.1 Objekti administracije Dva slična administrativna objekta bruto građevinske površine oko 3000 m^2 imaju ugrađene toplotne pumpe za grijanje i hlađenje. Analizom potrošnje električne energije u periodu od ugradnje toplotnih pumpi, za prvi objekat je to period od oko 9 godina, a za drugi objekat je to period od 6 godina, dolazimo do njihove gustine opterećenja p (W/m^2) za ove, kao za i objekte slične namjene.
Analiza pokazuje da je srednja vrijednost gustine opterećenja 34,99 W/m^2, sa vjerovatnoćom 60,89% da će se podatak naći u intervalu od 23,04 do 46,95 W/m^2. Maksimalna gustina opterećenja od 62,95 W/m^2 zabilježena je u januaru kada se toplotne pumpe koriste za grijanje, što je značajno više od očekivane gustine opterećenja date tehničkim preporukama koja za male poslovne zgrade iznosi 15-30 W/m^2 (tabela 1).
U nastavku je dat grafički i tabelarni prikaz dobijenih rezultata.

Sl. 2 – Gausova (normalna) raspodjela gustine opterećenja za objekte administracije

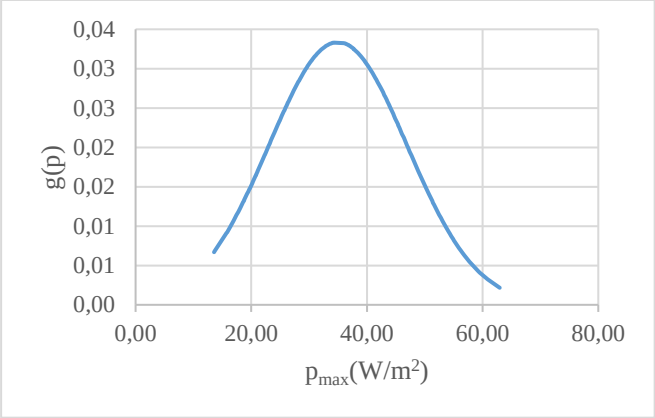


Tabela 2 – Vrijednosti dobijene analizom gustine opterećenja za objekte administracije

$\bar{p}$ - aritmetička sredina	34,99
σ - standardna devijacija	11,95
p_{max}(W/m^2) – maksimalna vrijednost gustine opterećenja	62,95

Tabela 3 – Normalna raspodjela gustine opterećenja za objekte administracije

RB	Interval	Postotak podataka u intervalu
1	$[\bar{p}-\sigma, \bar{p}+\sigma]$	60,89
2	$[\bar{p}-2\sigma, \bar{p}+2\sigma]$	97,77
3	$[\bar{p}-3\sigma, \bar{p}+3\sigma]$	100,00

Za razliku od prethodno prikazanih podataka iz "billing" sistema, za jedan od pomentih objekata su uzeti podaci iz AMM sistema za poslednjih 7 mjeseci o srednjim maksimalnim petnaestominutnim snagama, a dobijeni rezultati prikazani su grafički i tabelarno u nastavku teksta. Maksimalna gustina opterećenja od 45,36 W/m2 je zabilježena u sezoni grijanja (novembar).

Sl. 3 – Gausova (normalna) raspodjela gustine opterećenja za objekat sa podacima iz AMM sistema

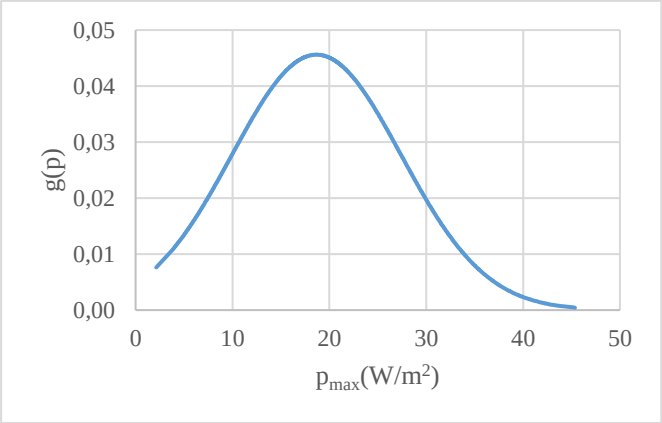


Tabela 4 – Vrijednosti dobijene analizom gustine opterećenja za objekat sa podacima iz AMM sistema

$\bar{p}$ - aritmetička sredina	18,67
σ - standardna devijacija	8,74
p_{max}(W/m^2) – maksimalna vrijednost gustine opterećenja	45,36
Broj podataka	20 769

Tabela 5 - Normalna raspodjela gustine opterećenja za objekat sa podacima iz AMM sistema

RB	Interval	Postotak podataka u intervalu
1	$[\bar{p}-\sigma, \bar{p}+\sigma]$	58,87
2	$[\bar{p}-2\sigma, \bar{p}+2\sigma]$	99,05
3	$[\bar{p}-3\sigma, \bar{p}+3\sigma]$	99,97

Iz tabela 4 i 5 u ovom konkretnom slučaju se vidi da je makimalna gustina opterećenja za 150% veća od srednje vrijednosti (oko koje se nalazi većina vrijednosti opterećenja) što znači da je distributivni sistem opterećen snagom blizu maksimalne u relativno vrlo kratkom periodu.

2.2.2 Banke Slično kao i prethodna poglavlja, analizirani su i objekti banaka, sa ugrađenim toplotnim pumpama za grijanje. Iz sistema AMM su uzeti podaci o maksimalnom opterećenju od ugradnje toplotnih pumpi, a dobijeni rezultati su dati u tabelama 6 i 7. Korišteni su podaci o maksimalnom opterećenju za tri objekta iz "billing" sistema od ugradnje toplotnih pumpi i to za prvi objekat je to 18 godina, za drugi objekat 11 godina, dok je za treći objekat posmatran period od 5,5 godina.
Objekti posmatranih banaka se mogu svrstati u male poslovne zgrade, tako da je prema tehničkim preporukama (tablela 1) gustina opterećenja 15-30 W/m^2, dok je u posmatranom periodu maksimalna gustina opterećenja zabilježena u februaru kada se toplotne pumpe koriste za grijanje i iznosi 74,45 W/m^2.

Tabela 6 - Vrijednosti dobijene analizom gustine opterećenja za banke

$\bar{p}$ - aritmetička sredina	35,52
σ - standardna devijacija	11,55
p_{max}(W/m^2) – maksimalna vrijednost gustine opterećenja	74,45

Tabela 7 - Normalna raspodjela gustine gustine opterećenja za banke

RB	Interval	Postotak podataka u intervalu
1	$[\bar{p}-\sigma, \bar{p}+\sigma]$	71,33
2	$[\bar{p}-2\sigma, \bar{p}+2\sigma]$	94,79
3	$[\bar{p}-3\sigma, \bar{p}+3\sigma]$	99,53

2.2.3 Klinike Analizom dvije privatne klininike sa dijagnostičkim centrom (RTG, MR, ...), koje imaju ugrađene toplotne pumpe, dobijeni su slični rezultati za obe klinike. Prilikom analize maksimalnom opterećenju objekata korišteni su podaci iz "billing" sistema za jednu kliniku od 6,5 godina, a za drugu 4,5 godina. Dobijeni rezultati su dati tabelarno u nastavku.

Tabela 8 – Vrijednosti dobijene analizom gustine opterećenja za klinike

$\bar{p}$ - aritmetička sredina	40,19
σ - standardna devijacija	7,39
p_{max}(W/m^2) – maksimalna vrijednost gustine opterećenja	60,62

Tabela 9 - Normalna raspodjela gustine opterećenja za klinike

RB	Interval	Postotak podataka u intervalu
1	$[\bar{p}-\sigma, \bar{p}+\sigma]$	67,67
2	$[\bar{p}-2\sigma, \bar{p}+2\sigma]$	96,24
3	$[\bar{p}-3\sigma, \bar{p}+3\sigma]$	100,00

Najveća gustina opterećenje 60,62 W/m^2 zabilježena je u junu (hlađenje).

2.2.4 Internet provajder sa data centrom i emisionom tehnikom Obradom podataka o potrošnji eleketrične energije internet provajdera sa data centrom, koji ima ugrađene toplotne pumpe za grijanje i hlađenje objekta (podaci o makismalnom opterećenju su u poslednjih 14 godina), a dobijeni su dati tabelarno u nastavku.

Tabela 10 – Vrijednosti dobijene analizom gustine opterećenja za internet provajdera

$\bar{p}$ - aritmetička sredina	101,98
σ - standardna devijacija	13,69
p_{max}(W/m^2) – maksimalna vrijednost gustine opterećenja	143,80

Tabela 11 - Normalna raspodjela gustine opterećenja za internet provajdera

RB	Interval	Postotak podataka u intervalu
1	$[\bar{p}-\sigma, \bar{p}+\sigma]$	72,51
2	$[\bar{p}-2\sigma, \bar{p}+2\sigma]$	93,57
3	$[\bar{p}-3\sigma, \bar{p}+3\sigma]$	98,83

Maksimalno opterećenje 143,80 W/m^2 zabilježeno je u januaru (grijanje objekta).

Podaci iz AMM sistema za poslednjih 8 mjeseci o srednjim maksimalnim petnaestominutnim snagama, daju rezultate koji su u nastavku teksta prikazani grafički i tabelarno.

Sl. 4 – Gausova (normalna) raspodjela gustine opterećenja za objekat sa podacima iz AMM sistema

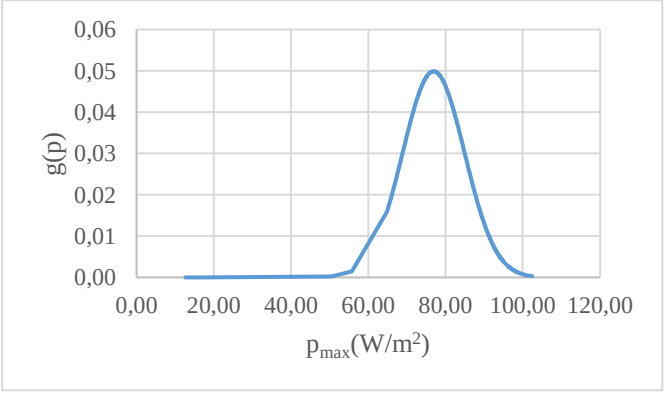


Tabela 12 – Vrijednosti dobijene analizom gustine opterećenja za objekat internet provajdera sa podacima iz AMM sistema

$\bar{p}$ - aritmetička sredina	76,93
σ - standardna devijacija	7,99
p_{max}(W/m^2) – maksimalna vrijednost gustine opterećenja	102,44
Broj podataka	24 465

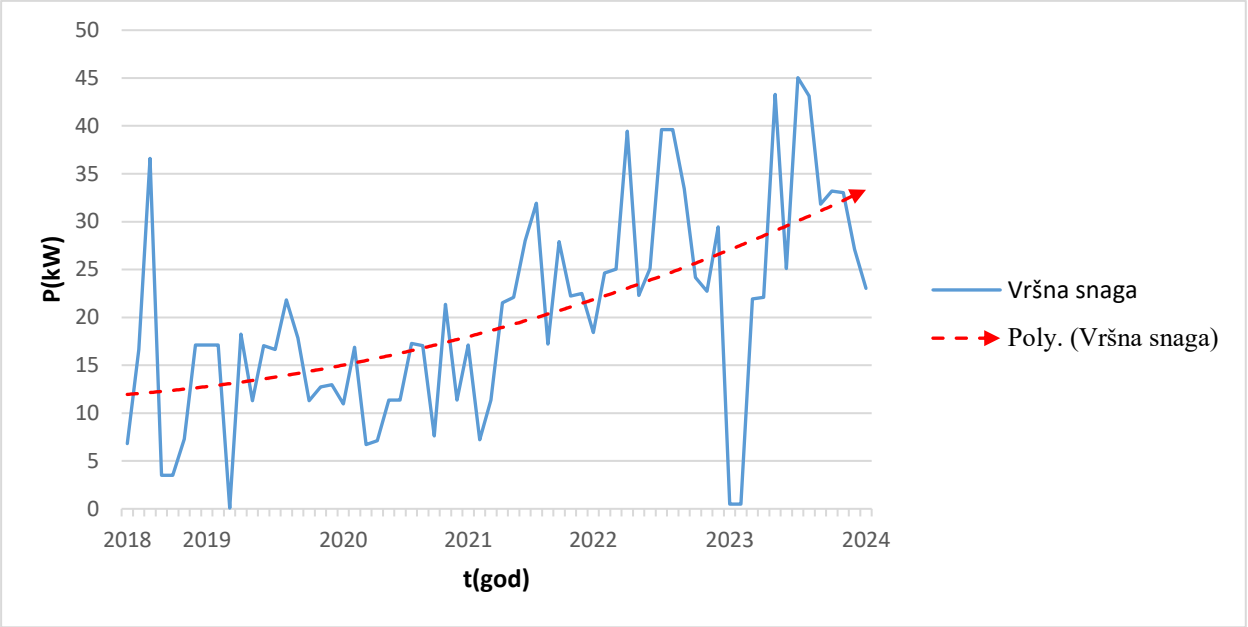
Tabela 13 - Normalna raspodjela gustine opterećenja za za objekat internet provajdera sa podacima iz AMM sistema

RB	Interval	Postotak podataka u intervalu
1	$[\bar{p}-\sigma, \bar{p}+\sigma]$	86,32
2	$[\bar{p}-2\sigma, \bar{p}+2\sigma]$	97,69
3	$[\bar{p}-3\sigma, \bar{p}+3\sigma]$	99,45

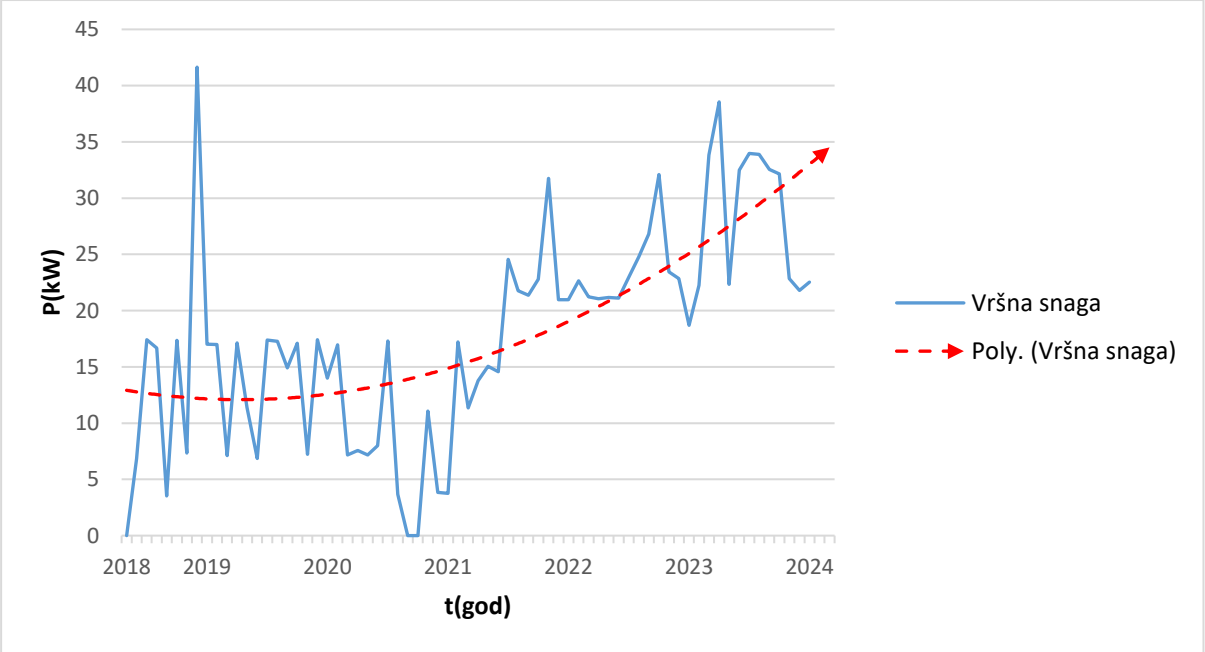
Maksimalna gustina opterećenja od 102,44 W/m^2 je zabilježena u sezoni grijanja (januar).

2.2.5 Punjači električnih automobila Kako se povećava tržište električnih automobila tako raste i potreba za izgradnjom stanica za njihovo punjenje. Zbog potrebe bržeg punjenja ugrađuju se punjači sve većih instalisanih snaga, što predstavlja problem za elektrodistribuvnu mrežu.
Zbog nepoznavanja faktora jednovremenosti stanica za punjenje, urađena je analiza vršnog opterećenja dvije javne stanice u Banjaluci, sa punjačima instalisane snage 3x22 kW.
Prilikom izgradnje stanica za punjenje električnih automobila za priključnu snagu je pretpostavljena instalisana snaga svih punjača. Izdata je elektroenergetska saglasnost za priključenje stanica sa odobrenom priključnom snagom od 66 kW, sa posebnim NN izlazom u trafostnici i mjernom grupom za poluindirektno mjerenje sa strujnim mjernim transformatorima 100/5 A.
Posmatrajući vršno opterećenje stanica dolazi se do zaključka da obe stanice da imaju slična opterećenja kao i trend rasta vršnog opterećenja. Maksimalno vršno opterećenje stanica je iznosilo 45 kW, odnosno maksimalni koeficijent jednovremenosti je iznosio 0,68.
Sa grafika vršnog opterećenja se može zaključiti da je prisutan trend njegovog rasta. Potrošnja električne energije na ovim obračunskim mjestima je takođe u porastu, te se može zaključiti da raste broj punjenja automobila.
Prema potrošnji aktivne i reaktivne električne energije, u posmatranom periodu, cos φ je iznosio od 0,99 - 1.
U nastavku je dat grafički prikaz vršnog opterećenja stanica za punjenje automobila i trend rasta opterećenja.

Sl. 5 - Vršno opterećenje stanice za punjenje 1



Sl. 6 - Vršno opterećenje stanice za punjenje 2



3. ZAKLJUČAK

Specifično opterećenje objekata u kojima su u upotrebi toplotne pumpe značajno zavisi od karaktera potrošnje, odn. namjene objekata.

Dobijene vrijednosti gustine opterećenja kod objekata administracije i banaka, sa ugrađenim toplotnim pumpama za grijanje i hlađenje, su slične i ovi objekti se svrstati u istu grupu i njihova maksimalna zabilježena gustina opterećenja ne prelazi 63, odnosno 75 W/m^2. Za sve analizirane objekte najveće opterećenje je zabilježeno u zimskom periodu kada se toplotne pumpe koriste za grijanje.

Na gustinu opterećenja klinika znatno utiču instalisane snage medicinske opreme (MR, RTG,..). Najveća zabilježena vrijednost gustine opterećenja je 60,62 W/m^2, takođe zabilježena u sezoni grijanja.

Gustina opterećenja objekata internet provajdera sa data centrima i emisionom tehnikom zavisi od instalisane snage data centra, a u posmatranom objektu maksimalna gustina opterećenja je iznosila 143,80 W/m^2 i zabilježena je u zimskom periodu kada se objekat zagrijava toplotnim pumpama. Za ovu vrstu objekata karakteristična je značajno veća gustina opterećenja u odnosu na druge vrste objekata, kao i mala relativna standardna devijacija u odnosu na srednju vrijednost, odn. mala relativna razlika opterećenja u toku godine (mala relativna odstupanja vršne snage u toku godine).

Opšti zaključak za obrađene potrošače jeste da je njihova gustina opterećenja dosta veća od preporučene vrijednosti u tehničkim preporukama. Uočljivo je i da je u svim slučajevima maksimalno opterećenje postignuto u vrijeme sezone grijanja, kad je i distributivni sistem u Elektokrajini pod najvećim "stresom". Ipak najnepovoljniji uticaj toplotnih pumpi proizilazi iz relativno kratkog trajanja opterećenja koja su bliska maksimalnom, tako da se za ove potrošače treba dimenzionisati sistem koji će većinom vremena biti značajno podopterećen.

Što se tiče punjača električnih vozila, trend upotrebe punjača prati porast broja električnih vozila na ulicama. Većom upotrebom punjača dobijamo i veći faktor jednovremenosti kod stanica za punjenje, osnosno imamo veću ostvarenu makismalnu snagu stanice za punjenje električnih vozila.

Dobijeni rezulatati o gustini opterećenja omogućavaju da tačnije odredimo stvarnu potrebnu vršnu snagu, a time i što približniju instalisanu snagu elektroenergetskih objekata (provodnika, trafostanica...) prilikom izrade prostorno-planske dokumentacije, čime se izbjegavaju nepotrebni troškovi u slučaju poddimezionisanja ili predimenzionisanja opreme.

Autori su za analizu na raspolaganju imali relativno mali broj objekata, jer se radi o potrošačima novije tehnologije koja još nije uzela puno maha, ali se svakako ukazala realna potreba za analizom, jer se pokazuje trend sve većeg uvođenja ovakvih potrošača u distributivnu mrežu. Tačniji rezultati se mogu dobiti analizom većeg broja objekata sa različitim bruto građevisnkim površinama, ali pretpostavljamo da će i ovaj referat poslužiti kao početna osnova za dalje proučavanje i upoređivanje rezultata sa drugim distributerima. Napominjemo da gustina opterećenja kod objekata sa instalisanim toplotnim pumpama za grijanje i hlađenje zavisi od klimatskih uslova, tako da se za područja koja imaju drugačiju klimu od Banjaluke mogu očekivati i drugačiji rezultati.

LITERATURA

[1] EPS, 2009, "Tehnička preprouka br.14. – Planovi razvoja i osnovna koncepcijska rješenja za planiranje elektrodistributivne mreže", strana 21

[2] Tvrtko Tadić, 2017, "Aritmetička sredina i standardna devijacija", https://hrcak.srce.hr/file/279546 , strana 15 i 16

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R5-02

KORIŠTENJE JAVNO DOSTUPNIH PODATAKA O NADMORSKOJ VISINI ZA IZBOR TRASE NADZEMNOG VODA U GIS APLIKACIJI

USING PUBLIC DOMAIN TERRAIN ELEVATION DATA IN OVERHEAD LINES DESIGN

Savo Maksimović, Miloš Tadić, Dragan Koprena

KRATAK SADRŽAJ

U Elektrokrajini (jedan od pet ODS – operatora distributivnog sistema u Republici Srpskoj) se razvija GIS (geografski informacioni sistem) u zadnjih nekoliko godina, u kojem je realizovano upravljanje geografskim podacima o elementima distributivnog sistema. Budući da se radi o velikom broju elemenata (SN mreža, NN mreža, brojila...), da bi se optimizovalo korištenje resursa, akvizicija podataka je u dosta slučajeva rađena na osnovu javno dostupnih satelitskih rasterskih podloga u 2D (u bazi podataka se čuvaju samo koordinate geografske dužine i širine u nekom od koordinatnih sistema). Dok se upotreba GIS-a postepeno širila u kompaniji i na ostale sektore, pojavila se potreba, naročito u slučajevima planiranja i projektovanja, za modelovanjem terena u 3D (korištenjem nadmorske visine). Kako za izlazak geometara na teren i snimanje terena treba dosta resursa koji su ograničeni, okrenuli smo se korištenju već postojećih javno dostupnih podataka o nadmorskoj visini (koja je snimljena satelitima). U referatu se opisuje primjena 3D modela geopadataka u planiranju i projektovanju linijske infrastrukture korištenjem programskog paketa INOVA ElectroCAD-GIS. Za potrebe ovog referata su korišteni javno dostupni podaci o elevaciji terena na 30-metarskoj tačnosti (USGS, Američki geološki zavod). U referatu je napravljen kratak osvrt na vrste 3D modela terena i primijenjene metode proračuna, zatim je na primjeru demonstrirana faza planiranja trase dionice nadzemnog SN voda, prikaz poprečnog profila (vertikalnog presjeka) izabrane trase voda duž zateznog polja, detekcija kritičnih tačaka i optimizacija lokacije stubova.

Ključne riječi: GIS, 3D model, nadzemni vodovi, projektovanje, nadmorska visina

ABSTRACT

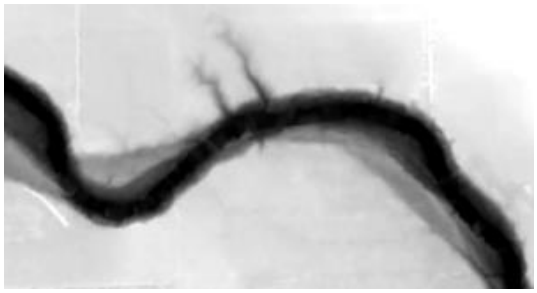
In Elektrokrajina (one of the five DSOs - Distribution System Operators in the Republic of Srpska), GIS (Geographic Information System) has been developing in recent years, incorporating the management of geographic data about elements of the distribution system. Due to the large number of elements (HV networks, LV networks, meters, etc.), in order to optimize resource usage, data acquisition has often been based on publicly available satellite raster data in 2D (only geographic latitude and longitude coordinates are stored in the database in some coordinate system). As the use of GIS gradually expanded within the company and across other sectors, a need emerged, especially in planning and designing, for terrain modeling in 3D (using elevation data). As acquiring data through field surveys and terrain mapping requires significant resources that are limited, the focus turned to utilizing existing publicly available elevation data (captured by satellites). The paper describes the application of 3D geospatial models in the planning and design of linear infrastructure using the INOVA ElectroCAD-GIS software package. Publicly available terrain elevation data with 30-meter accuracy (USGS, United States Geological Survey) were used for this paper. The paper provides a brief overview of types of 3D terrain models and applied calculation methods. It then demonstrates the planning phase of an overhead HV power line route, showing the cross-sectional profile along the chosen route through the tension field, detecting critical points, and optimizing the pole locations.

Key words: GIS, 3D model, OH lines, design, terrain elevation

Savo Maksimović, savo.maksimovic@geoinova.com
Miloš Tadić, milos.tadic@elektrokrajina.com
Dragan Koprena, dragan.koprena@elektrokrajina.com

1. UVOD

DEM (Digital Elevation Model - digitalni model nadmorske visine) je 3D kompjuterski grafički prikaz podataka o nadmorskoj visini koja predstavlja teren ili neke objekte koji se preklapaju, a to mogu biti površine terena koje ne sadrže bilo kakve objekte na sebi kao što je drveće ili zgrade, ili površine sa objektima. To su rasterske datoteke koje sadrže tzv. „piksele“ određene geografske dužin i širine, pri čemu uz svaki piksel postoji vrijednost nadmorske visine na tom dijelu površine, a mogu se sadržavati i drugi podaci koji se odnose na taj dio prostora. Dolaze u dosta različitim formatima (kao što su .tiff, .dt1, .dt2, .dem, .txt) i koriste se u geografsko-informacionim sistemima (GIS), i uglavnom su polazna osnova za digitalnu izradu reljefnih karata.Većina DEM-ova je snimljena satelitima, ali postoje i druge metode koje se koriste u dobijanju elevacijskih podataka, a to su: lidar, radar, topografske karte, totalne stanice, teodoliti, snimanje dronom i sl.



Slika 1 - Grafički prikaz DEM-a snimanjem LIDAR-om
Izvor: (https://gisgeography.com/free-global-dem-data-sources/)

Faktori po kojima se mjeri kvalitet DEM podataka su: metoda prikupljanja podataka, rezolucija mreže (veličina piksela), vertikalna rezolucija (rezolucija nadmorske visine), kvalitet informacija koje se nalaze u samom DEM-u i sl. DEM datoteke su postale široko dostupne za korištenje i trenutno ima dosta javno dostupnih podataka koji se mogu besplatno preuzeti za upotrebu. Većina tih javno dostupnih DEM podataka koriste 30 do 90 metarsku rezoluciju, a postoje podaci i sa 10 metarskom rezolucijom koji se uglavnom koriste u komercijalne svrhe i potrebno je platiti pristup takvim datotekama. U sljedećoj tabeli je prikazan primjer podataka o nadmorskoj visini u jednom „pikselu“, odn. dijelu mape sa istom visinom. Tabela prikazuje koordinatni sistem Balkan Zone 6, u kojem su X i Y koordinate u metrima, da bi se vidjela rezolucija podataka.

X početno	X krajnje	Y početno	Y krajnje	Nadmorska visina
6438980	6439000	4955710	4955740	406
6439000	6439020	4955710	4955740	420
6439020	6439040	4955710	4955740	435
6439040	6439060	4955710	4955740	448
6439060	6439080	4955710	4955740	460
6439080	6439100	4955710	4955740	469

Tabela 1 – Tabelarni prikaz podataka iz DEM-a u EXCEL-u (CRS 3908:Balkan Zone 6)

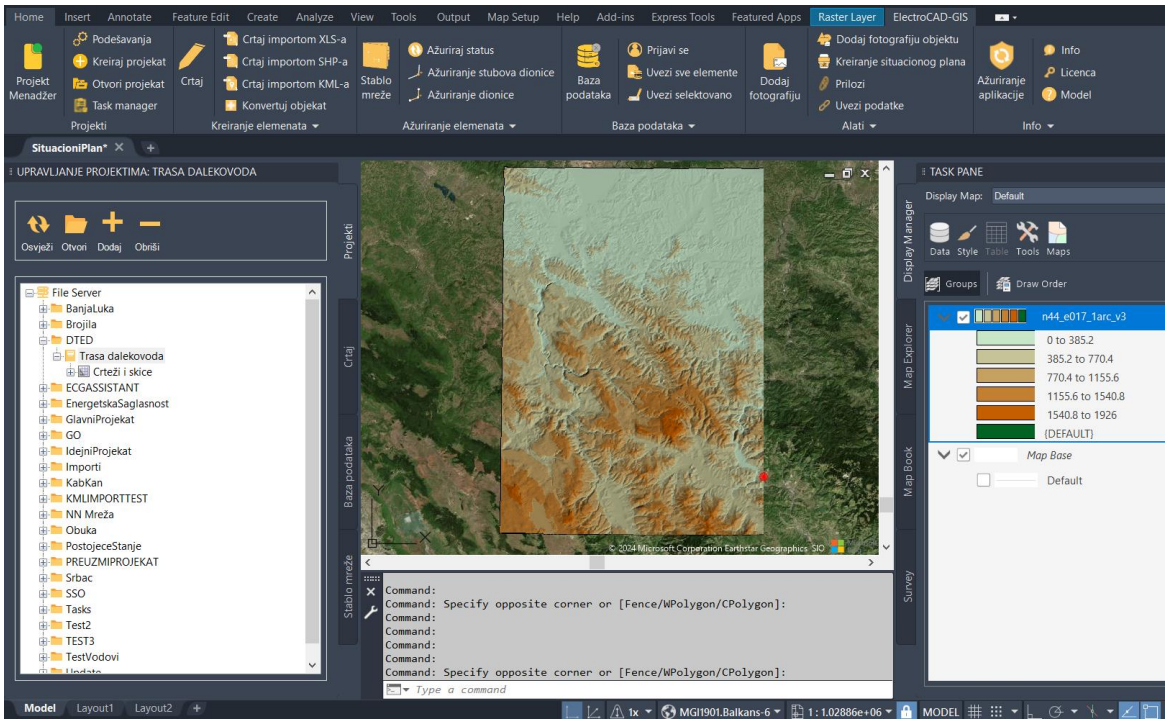
Linkovi sa kojih se mogu preuzeti datoteke su:

- https://dwtkns.com/srtm30m/ 30 metarska rezolucija
- https://gisgeography.com/usgs-earth-explorer-download-free-landsat-imagery/ - 10 do 30 metarska rezolucija
- https://search.earthdata.nasa.gov/search/?fi=ASTER - 30 metarska rezolucija
- https://topex.ucsd.edu/WWW_html/srtm30_plus.html - 15 do 30 metarska rezolucija
- http://viewfinderpanoramas.org/dem3.html - 30 metarska rezolucija
- https://www.earthenv.org/DEM - 90 metarska rezolucija
- https://www.eorc.jaxa.jp/ALOS/en/dataset/aw3d30/aw3d30_e.htm - 30 metarska rezolucija
- https://www.usgs.gov/centers/eros/science/usgs-eros-archive-digital-elevation-global-30-arc-second-elevation-gtopo30 - 30 metarska rezolucija
- https://www.eea.europa.eu/en/datahub/datahubitem-view/d08852bc-7b5f-4835-a776-08362e2fbf4b - 30 metarska rezolucija
- https://earth.esa.int/eogateway/catalog - 12 metarska rezolucija
- https://hydro.iis.u-tokyo.ac.jp/~yamadai/MERIT_DEM/ - 30 metarska rezolucija.

U ovom radu će biti korišten DTED (Digital Terrain Elevation Data) format (.dt2). DTED datoteke sadrže digitalni model terena kao rastere. Raster je georeferencirana mreža koja sadrži više različitih vrijednosti za svaki piksel, od kojih jedna može biti i nadmorska visina. U slučaju DTED-a vrijednost pokazuje prosječnu nadmorsku visinu za piksel. Datoteke sa 30-metarskom tačnosti su preuzete sa sajta https://earthexplorer.usgs.gov/. USGS je primarni federalni izvor naučno zasnovanih informacija o ekosistemima, korištenju zemljišta, energiji i mineralnim resursima, prirodnim opasnostima, korištenju i dostupnosti vode, te ažuriranim mapama i slikama Zemljinih karakteristika dostupnih javnosti. Datoteke pokrivaju područje u rezoluciji od jednog stepena geografske dužine i širine. U našem slučaju područje od interesa nalazi se u opsegu 42-44 stepeni geografske širine (latitude) i 15-19 stepeni geografske dužine (longitude), što je prikazano na slici 2.

Slika 2 – Područje BiH u rezoluciji od jednog stepena (lat/long)

Datoteke .dt2 su binarne datoteke i mogu se čitati pomoću GIS aplikacija i API-ja. Na sljedećoj slici je prikazana učitana jedna takva datoteka u aplikaciji AutoCAD Map 3D.



Slika 3 – Prikaz DTED datoteke u AutoCAD Map-u (ElectroCAD-GIS-u)

2. VERTIKALNI (POPREČNI) PROFIL

2.1 Modelovanje profila terena

Za pristup podacima u DTED datotekama je korišten postojeći open-source API GDAL u .NET okruženju. S obzirom da se radi o rasteru, u datoteci se nalaze podaci o transformaciji i matrica koja odgovara pikselima rastera. Podaci u rasteru se smiještaju u slojeve (band), podaci u elevaciji se nalaze u prvom sloju. Fragment .NET koda za pristup podacima je prikazan na slici 4.

```
Dataset dataset = Gdal.Open(dt2FilePath, Access.GA_ReadOnly);
geotransform = new double[6];
dataset.GetGeoTransform(geotransform);
band = dataset.GetRasterBand(1);
```

Slika 4 – Fragment .NET koda za pristup podacima

U navedenom kodu su sljedeće informacije o podacima:
geotransform – geotransformaciono polje sadrži podatke o koordinatama CRS WGS 84
band – matrica sa podacima o elevaciji, jedan piksel sadrži prosječnu nadmorsku visinu u metrima.

U primjeru korištene .dt datoteke koja pokriva područje 44+1 stepen i 17+1 stepen imamo sljedeće podatke:

X0 = 16.999861111111112
Y0 = 45.000138888888884
dX = 0.00027777777777777778
dY = - 0.00027777777777777778
sizeX=3601
sizeY=3601

gdje su:
X0 i Y0 - početne koordinate piksela u stepenima,
dX, dY - dimezije jednog piksela u stepenima,
sizeX, sizeY - dimenzije matrice piksela (broj piksela u datoteci).

Formula za izračunavanje dužine duž meridijana (u kilometrima) na određenoj geografskoj dužini (X) i za malu promjenu dX je:

$$D=dX*\cos(X)*111.32 \quad \text{.....(1)}$$

gdje je 111.32 prosječna dužina u kilometrima jednog stepena geografske dužine (longitude) na ekvatoru.

Dužina koja odgovara razlici u longitudi od 0.0002777777 stepeni na 17. stepenu iznosi približno 29.6 metara. Koordinate piksela zadane tačke Pt(X,Y) za koji želimo pročitati podatak o elevaciji je:

$$Xn = (X-X0)/dX, \qquad Yn = (Y-Y0)/dY \qquad \text{..... (2)}$$

Pretpostavimo da je zadana duž sa tačkama Pt1 (X1, Y1) i Pt2 (X2, Y2) u GK koordinatnom sistemu duž koje posmatramo vertikalni presjek terena. Izvršimo segmentaciju duži tako da razmak susjednih tačaka bude manji ili jednak min(dX, dY) (npr. d = min(dX, dY)/2), zatim poznatim formulama analitičke geometrije pronađemo koordinate niza tačaka koje dijele zadanu duž na dijelove:

$$Y = f(X) = a*X+b \qquad \text{.....(3)}$$

gdje koeficijente a i b izračunavamo na osnovu poznatih koordinata tačaka Pt1 i Pt2. Tako dobijemo skup tačaka D na duži:

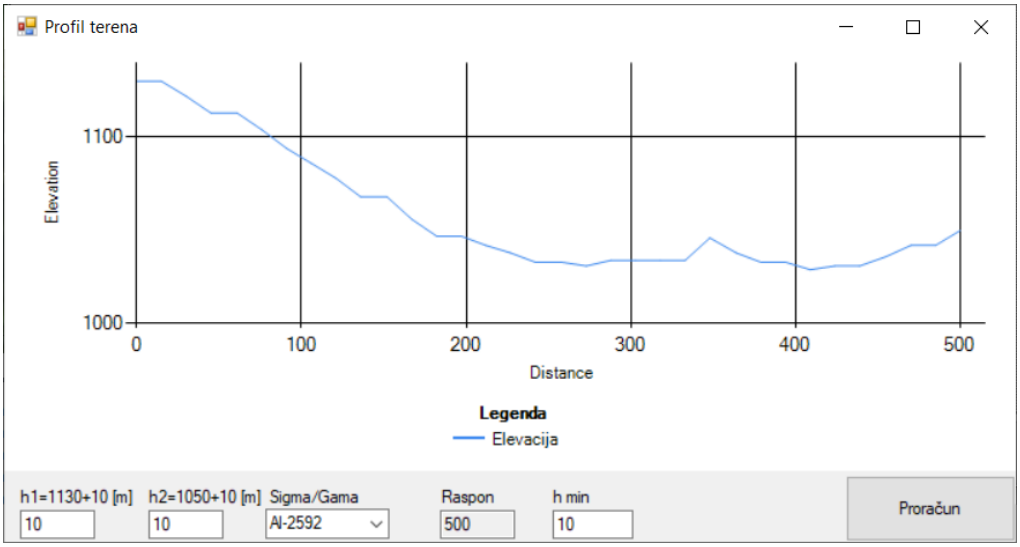
$$D\,(Pt1, Pt2) = \{Pt1,\ldots, Pti, \ldots Pt2\},\ i=1 \text{ do } n,\ n= length(Pt1, Pt2)/d\ ,\ d= min(dX, dY)/2) \text{.....(4)}$$

Sljedeći korak u postupku je transformacija koordinata iz GK (metrički pravougli) u WGS84 (polarni) koordinatni sistem i pronalaženje podatka o elevaciji za svaku tačku postupkom opisanim u prethodnoj sekciji.

Zatim, iz dobijenog niza o elevacijama (4) i njihovim udaljenostima u odnosu na početnu tačku formiramo niz koji ćemo koristiti za vizuelizaciju vertikalnog profila terena:

*E (Pt1, Pt2) = {(0, elev1), (d, elev2), … (d*n, elevn)}* .....(5)

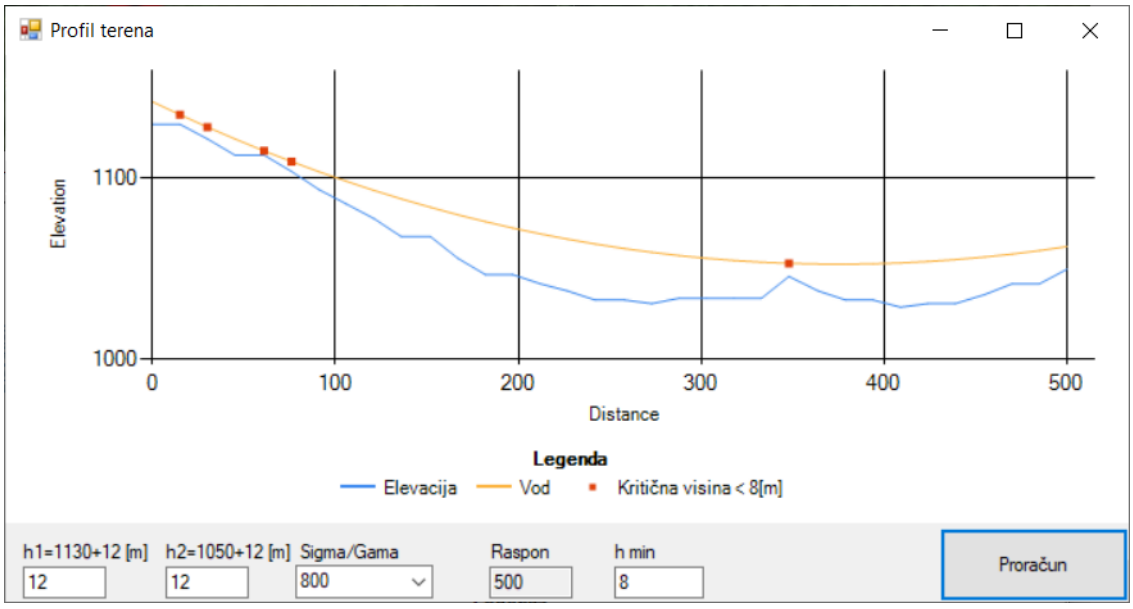
Ishodište koordinatnog sistema u kojem posmatramo vertikalni presjek stavimo u tačku Pt1, a apscisu ovog sistema poklopimo sa zadanom duži (Slika 5):



Slika 5 – Vertikalni profil zadane duži u sopstvenom koordinatnim sistemu

2.2 Prikaz provodnika u rasponu dalekovoda na vertikalnom profilu

Ako duž D (Pt1, Pt2) iz prethodne sekcije posmatramo kao raspon između dva susjedna stuba dalekovoda, iz poznatih formula za lančanicu, možemo vizuelno predstaviti i ugib provodnika, kao i mjesta gdje je vertikalno rastojanje od terena manje od kritične visine (u ovom primjeru je zadano 8m):



Slika 6 – Vertikalni profil raspona dalekovoda

Varirajući parametre lančanice (lokaciju i visinu stubova, minimalno rastojanje, i dr.) i detekcijom kritičnih mjesta duž lančanice dolazimo do preliminarne optimalne trase dalekovoda.

3. ZAKLJUČAK

Referatom su autori htjeli ukazati na mogućnost određivanja približne nadmorske visine bez geodetskog snimanja na terenu, što se može koristiti u slučajevima npr. preliminarnog određivanja trase dalekovoda na problematičnom terenu. Naime, upotrebom savremene tehnologije je omogućeno besplatno preuzimanje datoteka sa modelom visine terena određene rezolucije. Rezolucija besplatnih fajlova u ovom trenutku je relativno niska (širine piksela od nekoliko desetina metara), ali postoji tendencija povećanja rezolucije (smanjenja "piksela") posljednjih godina, tako da možemo očekivati stalno unapređenje na ovom polju. Naime, već postoje datoteke i sa boljom rezolucijom, ali se u ovom trenutku moraju platiti, pa pretpostavljamo da će vremenom one postati besplatne, a da će se plaćati svaka sljedeća generacija datoteka sa boljom rezolucijom. Iako već postoje i besplatne aplikacije koje koriste ovaj model za prikaz poprečnog profila terena (npr. Google Earth), autori su htjeli pokazati kako se model koristi u aplikaciji AutoCAD, koja je široko u upotrebi u distribucijama, naročito za projektovanje. Ovaj pristup omogućava i uvođenje novih opcija koje druge besplatne aplikacije nemaju, kao što je primjer crtanja ugiba provodnika i određivanje mjesta sa kritičnom visinom, koji je i prikazan u referatu. Nadamo se da će referat poslužiti kao polazna osnova kolegama u distribucijama da iskoriste mogućnosti koje pružaju besplatne DEM datoteke, te da pronađu i druge načine primjene ove tehnologije.

LITERATURA

[1] Geospatial Data Abstraction Library, https://gdal.org/
[2] Microsoft .NET Framework, https://dotnet.microsoft.com/en-us/

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R5-03

NPOO PKB PROJEKT ZAMJENE I IZGRADNJE SREDNJENAPONSKIH PODMORSKIH KABELA U HEP ODS-U - OBUHVAT I ORGANIZACIJA PROJEKTA

NPOO PKB PROJECT OF REPLACEMENT AND CONSTRUCTION OF MEDIUM VOLTAGE SUBMARINE CABLES IN HEP ODS - SCOPE AND ORGANIZATION OF THE PROJECT

Anđelko TUNJIĆ, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska
Renato ĆUĆIĆ, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska
Dražen ŠIMIĆ, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska
Ivan ORIŠAK, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska
Kruno TRUPINIĆ, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska
Mladen ČELAN, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska

KRATAK SADRŽAJ

U sklopu EU mehanizma za oporavak i otpornost i Nacionalnog plana za oporavak i otpornost Republike Hrvatske (NPOO) HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. (u daljnjem tekstu HEP ODS) realizira Projekt/Projektnu aktivnost: Zamjena i izgradnja srednjenaponskih podmorskih kabela. Cilj je zamijeniti 11 postojećih i izgraditi 2 nove dionice podmorskih kabela polaganjem 65,78 km 35 kV i 54,72 km 20 kV podmorskih kabela. Projekt se realizira u pet distribucijskih područja: Elektroprimorje Rijeka, Elektra Zadar, Elektra Šibenik, Elektrodalmacija Split i Elektrojug Dubrovnik. U prvom dijelu rada opisani su ciljevi te opseg i organizacija projekta, s posebnim naglaskom na kriterije koji definiraju prioritet zamjene postojećih kabela te potrebnu dokumentaciju za prijavu projekta za sufinanciranje u okviru NPOO. Također je prikazana horizontalna i vertikalna organizacija projekta koja omogućuje uspješnu realizaciju projekta. U drugom dijelu rada prikazani su tehnički zahtjevi na izvedbu podmorskih kabela temeljeni na zadnjim izdanjima relevantnih međunarodnih normi i preporuka, i aktualnom stanju tehnološkog razvoja kabela. Također su prikazane i važeće procedure kod tipskih i kvalifikacijskih ispitivanja. Na koncu je opisan i stroj za prematanje kabela.

Ključne riječi: Nacionalni plan oporavka i otpornosti, upravljanje projektom, podmorski kabeli, IEC 63026:2019, CIGRE TB 722

ABSTRACT

As part of the EU mechanism for recovery and resilience and the National Plan for Recovery and Resilience of the Republic of Croatia (NPOO) HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. (hereinafter HEP ODS) implements the Project/Project activity Replacement and construction of medium voltage submarine cables. The goal is to replace 11 existing and build 2 new sections of submarine cables by laying 65.78 km of 35 kV and 54.72 km of 20 kV submarine cables. The project is implemented in five distribution areas: Elektroprimorje Rijeka, Elektra Zadar, Elektra Šibenik, Elektrodalmacija Split and Elektrojug Dubrovnik. In the first part of the paper, the goals and the scope and organization of the project are described, with special emphasis on the criteria that define the priority of replacing the existing cables and the necessary documentation for the application of the project for co-financing within the NPOO. The horizontal and vertical organization of the project, which enables the successful implementation of the project, is also shown. The second part of the paper presents the technical requirements for the performance of submarine cables based on the latest editions of relevant international standards and recommendations, and the current state of cable technological development. Valid procedures for type and qualification tests are also presented. Finally, the cable rewinding machine is described

Key words: National plan for recovery and resilience, project management, submarine power cables, IEC 63026:2019, CIGRE TB 722

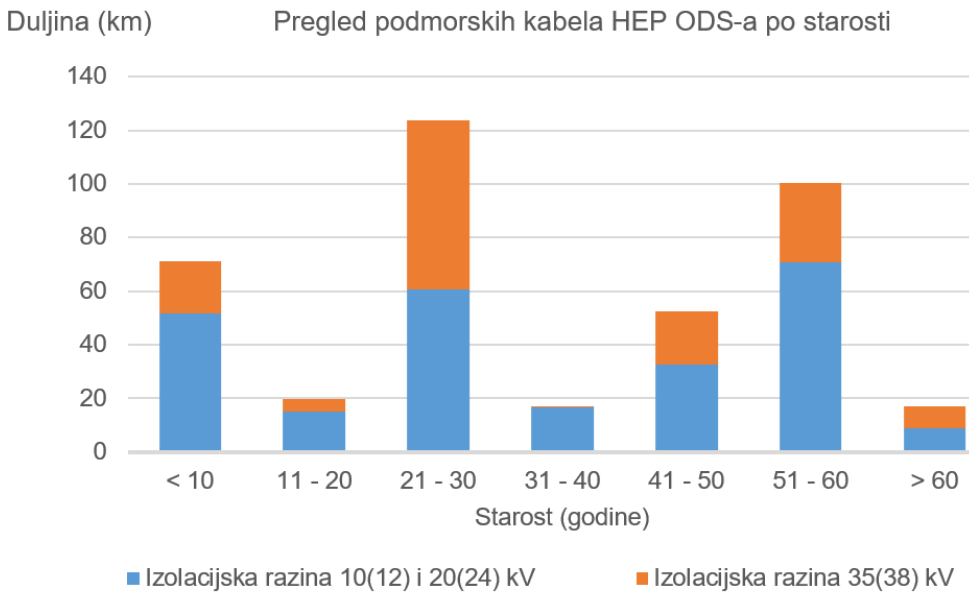
Andelko.Tunjic@hep.hr, Renato.Cucic@hep.hr, Drazen.Simic@hep.hr, Ivan.Orisak@hep.hr, Kruno.Trupinic@hep.hr, Mladen.Celan@hep.hr

1. UVOD

Podmorski kabeli radi zahtjevne pripreme i izgradnje te posebno složenosti i dugotrajnosti popravka kvarova jedna su od najkritičnijih kategorija HEP ODS-ove imovine. U sklopu EU mehanizma za oporavak i otpornost i Nacionalnog plana za oporavak i otpornost Republike Hrvatske (NPOO) HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. (u daljnjem tekstu HEP ODS) realizira Projekt/Projektnu aktivnost Zamjena i izgradnja srednjenaponskih podmorskih kabela. Cilj je zamijeniti 11 postojećih i izgraditi 2 nove dionice podmorskih kabela polaganjem 65,78 km 35 kV i 54,72 km 20 kV podmorskih kabela. Projekt se realizira u pet distribucijskih područja (DP-a): Elektroprimorje Rijeka, Elektra Zadar, Elektra Šibenik, Elektrodalmacija Split i Elektrojug Dubrovnik. U prvom dijelu rada opisani su ciljevi, opseg i organizacija projekta, s posebnim naglaskom na kriterije koji definiraju prioritet zamjene postojećih kabela te potrebnu dokumentaciju za prijavu projekta za sufinanciranje u okviru NPOO. Također je prikazana horizontalna i vertikalna organizacija projekta koja omogućuje uspješnu realizaciju projekta. U drugom dijelu rada prikazani su tehnički zahtjevi na izvedbu podmorskih kabela temeljeni na zadnjim izdanjima relevantnih međunarodnih normi i preporuka i aktualnom stanju tehnološkog razvoja kabela. Također su prikazane i važeće procedure kod tipskih i kvalifikacijskih ispitivanja. Na koncu je opisan i stroj za prematanje kabela.

2. PODMORSKI KABELI - VAŽNA KATEGORIJA IMOVINE U HEP ODS-U

Sve veći zahtjevi za učinkovitim radom ODS-ova traže učinkovitije imovinom distribucijske mreže. Instalacija sve većeg broja inteligentnih komponenti i senzora u mreži, što rezultira s više dostupnih informacija o njezinom stanju, može se koristiti u sveobuhvatnom sustavu upravljanja imovinom za optimizaciju održavanja, zamjene ili obnove mreže. Podmorski kabeli radi zahtjevne pripreme i izgradnje te posebno složenosti i dugotrajnosti popravka kvarova jedna su od najkritičnijih kategorija HEP ODS-ove imovine i o njima se vodi posebna briga kroz sustavno planiranje zamjene postojećih i izgradnju potrebnih novih dionica.



Slika 1 – Razdioba podmorskih kabela 10(12), 20(24) kV i 35 kV u HEP ODS-u po starosti

Pripremu i izgradnju koordinira Tim za podmorske kabele s predstavnicima Sektora za upravljanje imovinom i svih primorskih distribucijskih područja. Priprema i izgradnja se planira kao zaseban Investicijski program u godišnjim planovima investicija i desetogodišnjim planovima razvoja distribucijske mreže.
HEP ODS u svojoj nadležnosti ima 141 dionicu podmorskih kabela ukupne duljine 401 km, od čega:

- 31 dionicu podmorskih kabela naponske razine 35(30) kV, ukupne duljine 145 km i
- 111 dionica podmorskih kabela naponske razine 10(20) kV, ukupne duljine 256 km.

Podmorski kabeli se osim po naponskoj razini razlikuju po materijalu vodiča te vrsti izolacije. Materijal vodiča te vrsta izolacija ovise o vremenu polaganja podmorskih kabela. Kabeli s izolacijom od impregniranog papira polagani su do 1980-tih godina, nakon njih polagani su kabeli od polivinil-klorida te nakon njih kabeli sa izolacijom od etilen-propilen gume. U razdoblju nakon 1990-te polagani su podmorski kabeli sa izolacijom od umreženog polietilena kakav se koristi i danas.
Kao što je prije obrazloženo HEP ODS kontinuirano ulaže u izgradnju i revitalizaciju podmorskih kabela. Zadaće Tima za podmorske kabele su:

- Definiranje kriterija za izradu prioriteta ulaganja u podmorske kabele
- Definiranje potrebnih aktivnosti na pripremi izgradnje podmorskih kabela:
    - Definiranje pojedinih istražnih radova
    - Definiranje razine projektne dokumentacije
    - Definiranje troškova prava građenja

Prioriteti ulaganja se određuju na temelju kriterija koji su utemeljeni na C-I (C-Conditions, I-Importance) Metodologiji;

- Starost podmorskog kabela (Maksimalni broj bodova -100)
- Važnost (Maksimalni broj bodova – 135)
    - kriterij A: naponska razina
    - kriterij B: vršno opterećenje
    - kriterij C: karakter konzuma/potrošnje
    - kriterij D: mogućnost rezervnog napajanja
    - kriterij E: vrsta i stanje priobalne zaštite
    - kriterij F: tehnološka zastarjelost
    - kriterij G: statistika kvarova

U razdoblju 2010. – 2023. zamijenjene su i izgrađene 34 dionica podmorskih kabela ukupne duljine 77,1 km. Uvažavajući ograničeni financijski okvir i rezultate C–I metodologije, kroz redovan godišnji plan investicija HEP ODS-a uglavnom su se revitalizirale kraće dionice podmorskih kabela.

3. ORGANIZACIJA NPOO PKB PROJEKTA

3.1 EU Mehanizam za oporavak i otpornost i Nacionalni plan oporavka i otpornosti

Kako bi ublažila gospodarske i socijalne posljedice pandemije koronavirusa i učinila europska gospodarstva i društva održivijima, otpornijima i spremnijima za izazove i prilike koje donose zelena i digitalna tranzicija, u svibnju 2020. Europska komisija je predložila plan oporavka za Europu. Čelnici država članica EU-a su u srpnju 2020. postigli dogovor o planu oporavka, odnosno instrumentu pod nazivom „EU sljedeće generacije“, kao i o Višegodišnjem financijskom okviru (VFO) za razdoblje 2021. – 2027. Tako je državama članicama omogućeno korištenje 1.824 milijarde eura za oporavak i jačanje otpornosti europskog gospodarstva, i to:

- 750 milijardi eura iz instrumenta „EU sljedeće generacije“ i
- 1.074 milijarde eura iz VFO-a.

U okviru instrumenta „EU sljedeće generacije“ uveden je Mehanizam za oporavak i otpornost (eng. Recovery and Resilience Facility – RRF) iz kojeg će se državama članicama, kroz vlastite nacionalne planove za oporavak i otpornost omogućiti korištenje bespovratnih sredstava i zajmova u ukupnom iznosu od 672 milijarde eura za financiranje reformi i povezanih investicija kojima se ubrzava oporavak te povećava otpornost gospodarstva i društva.

Hrvatskoj su u okviru RRF-a raspoloživa bespovratna sredstva u okvirnom iznosu 6,3 milijardi eura i zajmovi u okvirnom iznosu 3,6 milijardi eura, što ju stavlja na vrh država članica EU po omjeru raspoloživih sredstava i BDP-a.

Nacionalni plan za oporavak i otpornost – NPOO (1) pridonosi ostvarivanju četiri opća cilja na razini EU-a:

- promicanje ekonomske, društvene i teritorijalne kohezije u Uniji,
- jačanje ekonomske i društvene otpornosti,
- smanjivanje društvenih i ekonomskih učinaka krize
- poticanje zelene i digitalne tranzicije.

HEP ODS kao energetski subjekt odgovoran je za reguliranu djelatnost distribucije električne energije, svoj interes pronalazi u sklopu podkomponente C1.2. Energetska tranzicija za održivo gospodarstvo, R1 Dekarbonizacija energetskog sektora. Izgradnjom moderne i digitalno upravljive energetske infrastrukture u sklopu podkomponente C1.2. će se otkloniti barijere za prihvat i distribuciju većih količina obnovljive energije, smanjiti gubitke i otkloniti uska grla u sustavu, uvesti aktivne kupce i aktivno upravljanje njihovom potrošnjom te građanima pružiti mogućnost udruživanja u energetske zajednice.

3.2 Pristup i dokumentacija za apliciranje projekata kroz NPOO

3.2.1 Studija izvodljivosti i Analiza Troškova i Koristi (CBA). Studija izvodljivosti i Analiza troškova i koristi (CBA) ključne su analitičke podloge za prijavu projekta za financiranje iz EU Fondova. U studiji izvodljivosti se analizira i propitkuje mogućnost financiranja iz EU fondova i opis konteksta projekta, analizira se relevantan politički, pravni i institucionalni okvir na razini Europske unije (dalje u tekstu: EU) i na razini Republike Hrvatske (dalje u tekstu: RH), povijesni te budući gospodarski razvoj RH, tržište električne energije, očekivani trendovi ponude, odnosno proizvodnje električne energije, te potražnje, odnosno neposredne potrošnje električne energije. Dosadašnji i budući razvoj obnovljivih izvora energije priključenih na distribucijsku mrežu HEP ODS-a, postojeće

stanje podmorskih kabela u nadležnosti HEP ODS-a te postojeće stanje obnovljivih izvora energije na otocima, kao i planirana ulaganja u podmorske kabele te obnovljive izvore energije na otocima. Također se utvrđuje potreba i ciljevi ulaganja u podmorske kabele na temelju analize političkog, pravnog i institucionalnog okvira. Analizom stanja postojeće infrastrukture i planiranih ulaganja definiraju se potrebe za provedbom Projekta, te očekivani doprinos Projekta, cilj i pokazatelji Projekta, tehnički opis Projekta, opis tehnologija glavnih elemenata Projekta, analizira pristup polaganju podmorskih kabela, opisuju se lokacije Projekta, definira se institucija nadležna za provedbu Projekta, definiraju se aktivnosti Projekta, vremenski okvir Projekta te indikativna dinamika provedbe Projekta. Opisani su očekivani učinci i područje utjecaja Projekta, krajnji korisnici i relevantni dionici, određena je procjena troškova Projekata, izrađena je procjena utjecaja na okoliš i klimu te kvalitativna analiza rizika.

3.2.2 Prijavni obrasci i troškovnik projekta. U sklopu natječaja za dodjelu bespovratnih sredstava Nadležno tijelo propisuje Prijavne obrasce i strukturu troškovnika projekta. U prijavnim obrascima Prijavitelj, kasniji korisnik bespovratnih sredstava putem sustava eNPOO unosi podatke o samom projektu, podatke prijavitelja kao pravne osobe, obrazlaže prethodna iskustva prijavitelja u realizaciji projekata financiranih iz EU fondova, ključne projektne aktivnosti, organizaciju projekta, projektne ciljeve i pokazatelje projekta koji se moraju ostvariti projektom. U sklopu proračuna se unose tehnički i financijski parametri za svaku projektnu aktivnost za koje se kasnije u Ugovoru o dodjeli definira stopa sufinanciranja. Važan dio su i obrasci u kojima se obrazlaže usklađenost projekta s načelom ne nanošenja bitne štete.

3.2.3 Ugovor o dodjeli bespovratnih sredstava i ciljevi projekta. Ugovor o dodjeli bespovratnih sredstava ključni je dokument kojim se utvrđuju međusobne obveze nadležnog tijela, provedbenog tijela i korisnika bespovratnih sredstava u realizaciji projekta. Najvažnije odrednice ugovora su razdoblje – rokovi realizacije projekta, prihvatljivi troškovi sa stopama financiranja pojedinih projektnih aktivnosti, način i sustav za komunikaciju i izvještavanje te ciljevi i pokazatelji projekta.

3.2.4. Aplikacija za komunikaciju, praćenje i izvještavanje napredak projekta. Za upravljanje i praćenje NPOO-a koristit će se sustav eNPOO koji je razvijen za upravljanje i izvještavanje projektom tijekom provedbe projekta te 5 godina nakon provedbe projekta. Sustav je razvijen za upravljanje Europskim i strukturnim (ESI) fondovima za programsko razdoblje 2014.-2020. u kojem su sadržane sve potrebne funkcionalnosti za praćenje i upravljanje projektom NPOO. Korisnik bespovratnih sredstava (HEP ODS) kroz sustav eNPOO, dostavlja dokumente Fondu za zaštitu okoliša i energetsku učinkovitost, koji ima ulogu provedbenog tijela (PT), a koji su navedeni u Ugovoru o bespovratnim sredstvima kao što je Plan nabave, Plan za nadoknadom sredstava, Zahtjev za nadoknadom sredstava (ZNS) sa svom popratnom dokumentacijom, Izvješće o napretku projekta, Izvješće o završetku projekta, te Izvješće nakon provedbe projekta. Pored slanja ove dokumentacije i sva komunikacija s nadležnim tijelom (NT) i provedbenim tijelom obavlja se sustavom eNPOO.

3.3 Organizacija i rad Projektnog tima

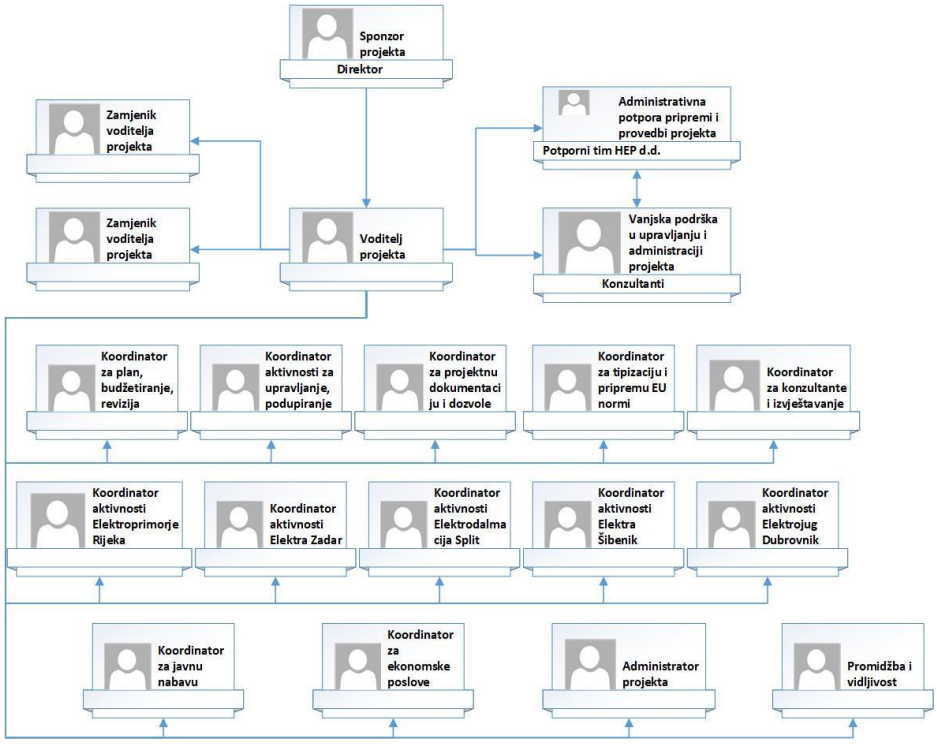
Organizacija i rad projektnog tima utvrđena je Odlukom za pripremu i provedbu projekta „Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka“ HEP – Operatora distribucijskog sustava d.o.o., uz sufinanciranje EU sredstvima temeljem Nacionalnog plana oporavka i otpornosti 2021.-2026. (podkomponenta C1.2. R1-I1).
Projektna organizacija (slika 2) se sastoji od:

a) Krovnog Tima HEP ODS-a za pripremu i provedbu projekta „Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka“. Krovni tim čine voditelj projekta, dva zamjenika voditelja projekta i 16 koordinatora za koji uključuju stručnjake iz raznih područja unutar sjedišta HEP ODS-a i stručnjake iz 5 distributivnih područja HEP ODS-a na čijem području će se realizirati projekt.

b) Potpornog Tima HEP-a d.d. za pripremu i provedbu projekta „Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka“. Tim uključuje stručnjake iz Sektora za EU i regulatorne poslove, Sektora za kontroling, Sektora za računovodstvo i Sektora za korporativne komunikacije.

c) Vanjskog pružatelja usluge (konzultanti) za podršku upravljanje projektom i administraciju.

Vanjska stručna pomoć je u svrhu potpore Krovnom timu HEP ODS-a s naglaskom na aktivnosti upravljanja i administracije za koje HEP ODS nema osigurane kontinuirano raspoložive odgovarajuće ili dostatne resurse. Isto tako kroz provedbu EU projekta uloga konzultanata je i jačanje kapaciteta HEP ODS-a, gdje članovi Krovnog tima stječu dodatno iskustvo u upravljanju i administraciji EU projekata.



Slika 2 - Projektna organizacija tima za provedbu EU projekta „Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka“

Obzirom na složenost projekta i specifičnost provedbe EU projekata Projektni tim za pripremu i provedbu projekta se ne može promatrati kao tri odvojene cjeline (tim HEP ODS-a, Tima HEP d.d. i vanjski stručnjaci) već je nužno da se ostvari jedna integrirana cjelina koja će u konačnici ostvariti projektne ciljeve u ugovorenom financijskom i terminskom okviru. Glavnu ulogu u projektnoj organizaciji ima voditelj projekta. Voditelj projekta svakodnevno upravlja projektom i odgovoran je za postizanje projektnih ciljeva, koordinira projektne timove te po potrebi poduzima preventivne ili korektivne mjere. Osim toga, prati i nadzire projekt te izvješćuje sponzora projekta (rukovodeća razina) o njegovu napretku i rizicima kroz mjesečni Izvještaj o statusu projekta.
Mjesečni izvještaj o statusu projekta (status report) je prilagođen potrebama projekta i služi kao izvor informacija i komunikacije među dionicima projekta. Izvještaj sadržava: osnovne informacije o projektu, sažetak statusa projekta, miljokaze (milestone), rizike na projektu, mjere za mitigaciju rizika, trenutni status građevinskih i elektromontažnih radova, planirane aktivnosti za sljedeći mjesec. Pojedini dijelovi Izvještaja se mogu dodati ili izbrisati sukladno zahtjevu projekta i fazi izvođenja.

4. OBUHVAT I KLJUČNE PROJEKTNE AKTIVNOSTI NPOO PKB PROJEKTA

Kao što je vidljivo iz slike 1 (poglavlje 2.) približno 120 kilometara postojećih dionica podmorskih kabela je starije od 50 godina, dakle pri kraju svog životnog vijeka. Radi toga je planirano u trogodišnjem razdoblju 2024.-2026. zamijeniti uprave ove dionice podmorskih kabela.

4.1 Obuhvat i dinamika realizacije NPOO PKB projekta - dionica koje se mijenjaju i izgrađuju

NPOO PKB Projektom su obuhvaćena ulaganja planirana od strane HEP ODS-a, u zamjenu 11 dionica podmorskih kabela ukupne duljine 99,7 kilometara te polaganje dvije nove dionice podmorskih kabela ukupne duljine 20,8 kilometara. S gledišta pripreme projekta za apliciranje iz EU fondova razlikuju se 4 osnovne faze projekta: Priprema projekta, Prijava i ugovaranje EU projekta (sklapanje Ugovora o dodjeli), Provedba projekta te završetak projekta (Slika 3).

Slika 3 – Faze NPOO PKB Projekta

Ugovorom o dodjeli bespovratnih sredstava, u sklopu NPOO-a, financira se samo provedbena faza projekta tj. polaganja podmorskih kabela. Proces polaganja kabela sastoji se od građevinskih i elektromontažnih radova. Građevinski radovi podrazumijevaju pripremu trase za samo polaganje kabela, dok elektromontažni radovi podrazumijevaju samo polaganje kabela. Trase podmorskih kabela, planirane za zamjenu i izgradnju u sklopu Projekta, u pravilu se sastoje od dvije kraće kabelske kopnene dionice, priobalne zaštite te jedne dulje kabelske podmorske dionice. U sklopu ovog Projekta polagati će se kabeli u jednom komadu tj. bez kabelskih spojnica. Kabeli ovakve duljine zahtijevaju posebnu opremu i pažnju prilikom transporta i prebacivanja na brodopolagač. U sklopu projekta su, iz tog razloga, nabavljena i dva stroja za vertikalno prematanje kabela.

Trošak nabave podmorskih kabela određen je na temelju analize tržišta, prethodnog iskustva Korisnika s nabavom kraćih dionica podmorskih kabela te uzevši u obzir kretanje cijena na tržištu.

Trošak nabave strojeva za vertikalno prematanje, koji će biti korišteni za pretovar podmorskih kabela prije polaganja, određen je ispitivanjem tržišta.

Projekt će se provoditi na 5 lokacija u nadležnosti Elektroprimorja Rijeka, 1 lokaciji u nadležnosti Elektrodalmacije Split, 4 lokacije u nadležnosti Elektre Zadar, 1 lokaciji u nadležnosti Elektre Šibenik te 2 lokacije u nadležnosti Elektrojuga Dubrovnik.

Tabela 1 - Prikaz troškova i dinamike realizacije NPOO PKB projekta po dionicama

Red. br.	Naziv dionice	Distribucijsko područje	Napon (kV)	Duljina (km)	Ukupni trošak (EUR)	Izgradnja priobalne zaštite	Polaganje PKB-a (Tromjesečje)
0.	Nabavka strojeva za prematanje				366.280		
1.	PKB 10(20) kV Sunčana - Susak 1	Rijeka	20	12,650	3.299.170	1.2.-1.6. 2024	2024_4Q
2.	PKB 20 kV Srakane Male - Susak 1	Rijeka	20	6,180	1.732.369	15.5.-1.8. 2024	2024_4Q
3.	PKB 20 KV Drage - Vrgada	Zadar	20	4,400	1.137.382	1.10-15-11- 2023	2024_4Q
4.	PKB 20 kV Tribunj - Logorun - Kaprije (TS Kaprije 1)	Šibenik	20	8,150	2.290.584	1.5.-15.6. 2024	2024_4Q
5.	PKB 35 kV Hvar-Sv. Klement-Vis	Split	35	19,200	5.190.550	4.3.-25.4.2024	2025_2Q
6.	PKB 35 kV KK Kožino - Dugi otok	Zadar	35	16,900	4.775.467	1.7. '24-1.4.'25	2025_2Q
7.	PKB 35 kV Rab - Lopar - Biluća (KK Goli - KK Biluća)	Rijeka	35	5,080	1.507.043	1.11.-31.12. 2024	2025_2Q
8.	PKB 35(20) kV Korita - Stratinčica (Korčula - Lastovo	Dubrovnik	35	14,750	3.726.017	1.9.-1.10. 2024	2025_4Q
9.	PKB 35 kV Prapratno - Zaglavac (Pelješac- Mljet)	Dubrovnik	35	9,850	2.379.687	1.8.-1.9. 2023	2025_4Q
10.	PKB 20 kV Rab - Lopar - Biluća (KK Fruga - TS Goli)	Rijeka	20	5,920	1.518.765	1.11.-31.12. 2024	2025_4Q
11.	PKB 20 kV Andreškići - Goli otok	Rijeka	20	4,120	1.278.280	1.10.-31.12. 2024	2025_4Q
12.	PKB 20 kV KK 10 kV Ist 2 - KK 10 kV Silba Slatina	Zadar	20	8,300	2.252.993	10.1.-1.5. 2025	2025_4Q
13.	PKB 20 kV KK 10 kV Zadar - KK/RS 10 kV Preko	Zadar	20	5,000	1.399.656	Preko:7.2.-20.2.'24 Zadar: 3. 2025	2025_4Q
			Ukupno (EUR)	**120,500**	**32.854.243**		

U tabeli 1 su prikazani tehnički parametri SN dionica, troškovi nabave podmorskog kabela, građevinskih (izrada priobalne zaštite, iskop i zatrpavanje kopnene dionice) i elektromontažnih radova (nabava i polaganje PKB-a) po pojedinoj dionici. Ukupna vrijednost radova procjenjuje se na 32.854.243,00 EUR-a. Razdoblje provedbe Projekta je od 1. veljače 2020. do 30. lipnja 2026. (Prihvatljivi troškovi koji su nastali prije potpisa Ugovora mogu se refundirati). Ugovor o dodjeli bespovratnih sredstava za projekte koji se financiraju iz mehanizama za oporavak i otpornost „Modernizacija hrvatske distribucijske elektroenergetske mreže" od strane MGOR potpisan je 14. veljače 2024. Dinamika izvođenja građevinskih i elektromontažnih radova, po pojedinoj dionici, također je prikazana u Tabeli 1. Radi vremenskih uvjeta i vršnog opterećenja konzuma polaganje kabela se izbjegava u zimsko i ljetno razdoblje. Polaganja kabela su planirana u kasno proljeće i ranu jesen. Ugovaranje i dobava kabela se planira završiti do kraja rujna 2024. godine pa za polaganja ostaju 3 ciljana razdoblja; jesen 2024., proljeće i jesen 2025. godine. Proljeće 2026. godine je rezervno razdoblje u slučaju kašnjenja ugovaranja i isporuke kabela te nastanka ostalih rizičnih događaja.

4.2 Projektne aktivnosti prema ugovoru o dodjeli bespovratnih sredstava

Institucija nadležna za provedbu Projekta, odnosno Korisnik Projekta je HEP ODS. HEP ODS ima adekvatne ljudske resurse koji svojom stručnošću mogu omogućiti provedbu Projekta, a u realizaciji Projekta će im pomoći prethodna iskustva u provedbi projekata sufinanciranih sredstvima EU. Za uspješnu realizaciju Projekta bit će zadužen Stručni tim za podmorske kabele HEP ODS-a. Za podršku u upravljanju projektom i administraciji angažirati će se vanjski pružatelj usluge te će tim HEP-a d.d. pružati podršku HEP ODS-u u upravljanju Projektom i administraciji. Po završetku Projekta, HEP ODS će preuzeti obvezu upravljanja novom infrastrukturom.
Provedba Projekta planirana je kroz sljedeće četiri aktivnosti:

- Aktivnost 1: Zamjena postojećih i izgradnja novih dionica podmorskih kabela,
- Aktivnost 2: Stručni nadzor,
- Aktivnost 3: Upravljanje projektom i administracija (PM),
- Aktivnost 4: Promidžba i vidljivost (PV).

U okviru aktivnosti Zamjena postojećih i izgradnja novih dionica podmorskih kabela, podmorski kabeli i strojevi za vertikalno prematanje biti će dobavljeni od strane vanjskih dobavljača. Ugovorom o dodjeli bespovratnih sredstava NPOO-a će se financirati nabava kabela i strojeva za prematanje u 100% -nom iznosu. Ostale troškove: priprema projekta, izvođenje građevinskih i elektromontažnih radova, troškovi stručnog nadzora, upravljanja projektom i troškovi promidžbe i vidljivosti HEP ODS će financirati vlastitim sredstvima. Realizaciju polaganja kabela obavit će HEP ODS s vlastitim resursima uz vanjske usluge izgradnje priobalnih zaštita, najma broda na koji će se instalirati oprema za polaganje kabela u vlasništvu HEP ODS-a, te vanjske usluge ronilaca. Gledajući ukupne troškove projekta, realna stopa financiranja je 81,3% (Tabela 2).

Tabela 2 - Prikaz načina financiranja troškova NPOO PKB projekta

Red. Br.	Projektna aktivnost	Iznos (EUR)	Stopa finnaciranja iz EU NPOO Fonda
1a	**Zamjena postojećih i izgradnja novih dionica podmorskih kabela:** Nabava podmorskih kabela i strojeva za vertikalno prematanje	**26.710.431**	**100,00%**
1b	**Zamjena postojećih i izgradnja novih dionica podmorskih kabela:** Izvođenje građevinskih i elektromontažnih radova u svrhu polaganja 13 dionica podmorskih kabela	**6.143.812**	**0,00%**
2	**Stručni nadzor**	**Interni trošak - vlastiti rad**	**0,00%**
3	**Upravljanje projektom i administracija**	**Interni trošak - vlastiti rad**	**0,00%**
4	**Promidžba i vidljivost**	**Interni trošak - vlastiti rad**	**0,00%**
UKUPNO PLANIRANI TROŠKOVI:		**32.854.243**	**81,30%**

U okviru aktivnosti Stručni nadzor planirana je provedba stručnog građevinskog i elektrotehničkog nadzora građenja odnosno same zamjene postojećih i izgradnje novih dionica podmorskih kabela te angažman Koordinatora zaštite na radu. U okviru aktivnosti Upravljanje projektom i administracija (PM) planirana je provedba sljedećih ključnih procesa upravljanja projektom i administracije: upravljanje rizicima, upravljanje dionicima, javna nabava, upravljanje ugovorima o nabavi robe i uslugama, upravljanje ugovorom o dodjeli bespovratnih sredstava, računovodstvo Projekta i financijsko upravljanje, projektno izvještavanje, vođenje projekta gradnje. Nositelju Projekta u upravljanju projektom i administraciji podršku pruža vanjski pružatelj usluge. Dinamika provedbe predmetne aktivnosti planirana je razmjerno tijekom ukupnog trajanja Projekta.
U okviru aktivnosti Promidžba i vidljivost (PV) planirane su sljedeće podaktivnosti: izrada promotivno - informativnih sadržaja, organizacija događanja za predstavljanje Projekta, medijske objave. Provedba predmetne aktivnosti planirana je kontinuirano tijekom ukupnog trajanja Projekta, s tim da će HEP-ODS osloniti na vlastite stručnjake iz Službe za odnose s korisnicima i informiranje.

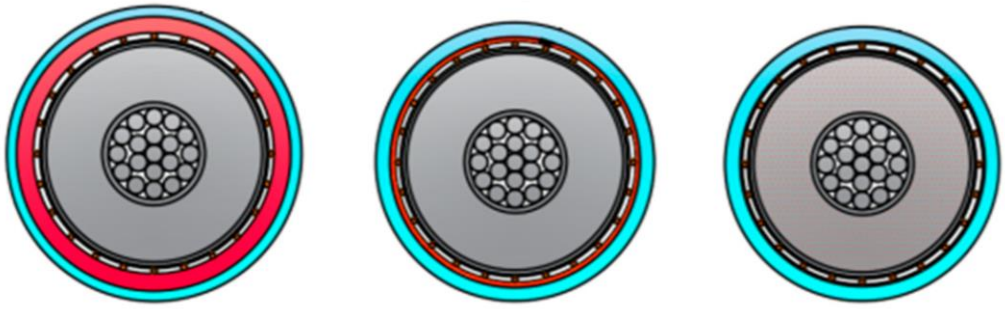
5. TEHNIČKI ZAHTJEVI NA IZVEDBU PODMORSKIH KABELA

Prilikom utvrđivanja tehničkih parametara srednjenaponskih podmorskih kabela potrebno je koristiti odredbe međunarodne norme IEC 63026:2019 (2), u kombinaciji s preporukama CIGRE tehničke brošure TB 722 (3). Norma IEC 63026 po prvi puta je izdana 2019. godine. Predstavlja važan dokument koji utvrđuje metode ispitivanja i zahtjeve na podmorske kabelske sustave odnosno na podmorske kabele s ekstrudiranom izolacijom i njihov pribor za fiksne podmorske instalacije, za nazivne napone od 6 kV (Um = 7,2 kV) do 60 kV (Um = 72,5 kV).

5.1 Zahtjevi na konstrukciju SN podmorskog kabelskog sustava prema normi IEC 63026

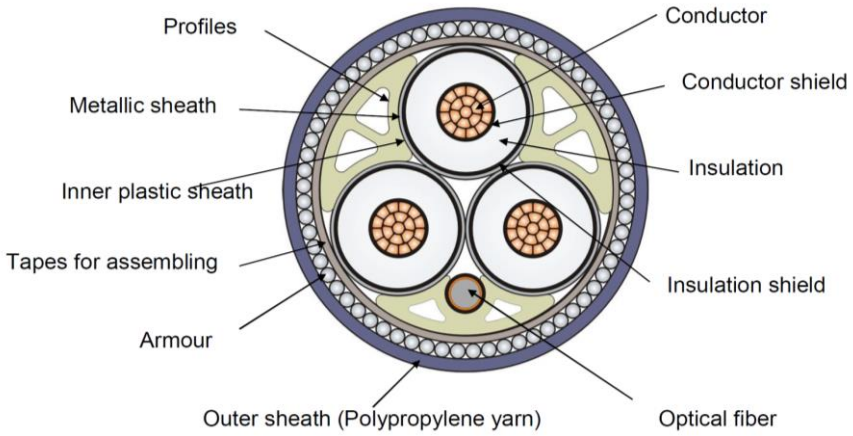
Prilikom utvrđivanja potrebne konstrukcije podmorskog kabela kao i cjelovitog kabelskog sustava potrebno je uzimati u obzir brojne parametre. Također je potrebno pratiti trendove u razvoju materijala i tehnologija za primjenu u raznim uvjetima, s obzirom da se tehnologija kabela stalno razvija i iterira, Resner, Paszkiewicz (4).
Normom IEC 63026 propisano je da vodiči relevantnih podmorskih kabela moraju biti klase 1 ili klase 2 od običnog ili metalom obloženog žarenog bakra ili od običnog aluminija ili aluminijske legure u skladu s IEC 60228 (5). Za sve vodiče moraju se poduzeti mjere za postizanje uzdužne vodonepropusnosti, osim ako kupac i proizvođač ne dogovore drugačije, IEC 63026 (2).
Izolacija mora biti ekstrudirani čvrsti dielektrik: XLPE za suhi i polusuhi dizajn radijalne vodonepropusnosti (prema Slikama 4a i 4b) odnosno XLPE s dodatkom water tree retardanta, EPR ili HEPR za mokri dizajn (prema Slici 4c). Za kabele s najvećim naponom za opremu Um do 36 kV, nazivna debljina izolacije je ona navedena u IEC 60502-2 alternativno, prema dogovoru između kupca i proizvođača, debljina izolacije može se odabrati na temelju dopuštenog električnog naprezanja na Um (2). Za kabele iznad Um = 36 kV i do Um = 72,5 kV nazivna debljina izolacije je ona koju je deklarirao proizvođač. Za sve kabele odabrana debljina izolacije mora rezultirati nazivnim električnim poljem u izolaciji i to na zaslonu vodiča ne većim od 8,0 kV/mm i na zaslonu izolacije ne

većim od 4,0 kV/mm (2). Poluvodljivi zasloni vodiča i izolacije trebaju biti čvrsto zalijepljeni na izolaciju (metoda trostruke ekstruzije, Worzyk T. (6), kako bi se bolje oduprli mehaničkim naprezanjima tijekom polaganja kabela. Metalni zaslon postavlja se preko pojedinačnih jezgri ili sklopa jezgri a može se sastojati se od jedne ili više traka, ili pletenice, ili koncentričnog sloja žica, ili kombinacije žica i trake(a) ili metalnog omotača. Mogu se poduzeti mjere za postizanje uzdužne vodonepropusnosti metalnog zaslona ispod i iznad zaslona. Prilikom odabira materijala zaslona, posebnu pozornost treba posvetiti mogućnosti korozije, kako bi se osigurala zadovoljavajuća mehanička i električna izvedba. U posebnim slučajevima, armatura od čelične žice trožilnih kabela može se koristiti kao metalni zaslon.
Na zahtjev se preko metalnog zaslona postavlja plašt kabelske žile (plavi sloj na Slici 4), preporuča se plašt na bazi high density polietilena (HDPE) tipa ST_7 (2). Alternativno, dopušten je poluvodljivi PE zaštitni omotač. Preporuča se da ovaj materijal ima ista neelektrična svojstva kao za ST_7, osim sadržaja čađe. Posebnu pozornost treba posvetiti ograničavanju prijelaznih prenapona kod dugih podmorskih kabela. U slučaju suhog ili polusuhog dizajna ispod plašta kabelske žile postavlja se metalni sloj za radijalnu vodonepropusnost, koji može biti ekstrudiran (crveni sloj na Slici 4a) ili u obliku metalne folije uzdužno zavarene ili uzdužno preklopljene i zalijepljene (crveni sloj na Slici 4b).



Slika 4 - Dizajn kabelske žile s aspekta radijalne vodonepropusnosti

Sklop trožilnih kabela mora imati približno okrugli oblik. Materijali koji se koriste za ispunu i posteljicu armature moraju biti prikladni za radnu temperaturu kabela i kompatibilni s izolacijskim materijalom i/ili materijalom plašta i s morskim okolišem. U prostoru ispune može se ugraditi jedan ili više optičkih kabela.
Armatura kabela izrađuje se od okrugle ili ravne žice, žice moraju biti od pocinčanog čelika, nehrđajućeg čelika, bakra ili pokositrenog bakra ili drugih metalnih legura otpornih na koroziju. U nekim okolnostima kako bi se kabel učinio lakšim, armatura može biti mješavina metalnih žica i plastičnih žica. Armatura može biti od jednostrukog ili dvostrukog sloja žica koje se mogu nanositi u istom ili suprotnom smjeru, ovisno o uvjetima polaganja i mehaničkim svojstvima koja se zahtijevaju za kabel. Armatura se nanosi na posteljicu kako bi se izbjeglo oštećenje kabelskih žila. Za jednožilne kabele treba koristiti armaturu od nemagnetskih materijala. Prilikom odabira materijala armature posebno treba voditi računa o mogućnosti korozije, ne samo zbog mehaničke, već i zbog električne sigurnosti.
Materijali koji se koriste za izradu vanjskog plašta obično su tekstilnog podrijetla (npr. polipropilensko predivo) odgovarajuće debljine i broja slojeva i moraju biti prikladni za radnu temperaturu kabela i kompatibilni s bilo kojim materijalom kabela s kojim je vanjski dio u fizičkom kontaktu kao i s morskim okolišem, te se zbog dodatne zaštite od korozije posteljica armature, sloj armaturnih žica i prvi sloj polipropilenskog prediva iznad armature impregnira bitumenom. Ekstrudirani sloj HDPE-a također se može nanijeti umjesto polipropilenskog prediva, kao vanjski plašt kabela.
Uobičajeni presjek trožilnog SN podmorskog kabela s integriranim optičkim kabelom prikazan je na Slici 5.



Slika 5 - Uobičajeni presjek trožilnog SN podmorskog kabela s integriranim optičkim kabelom

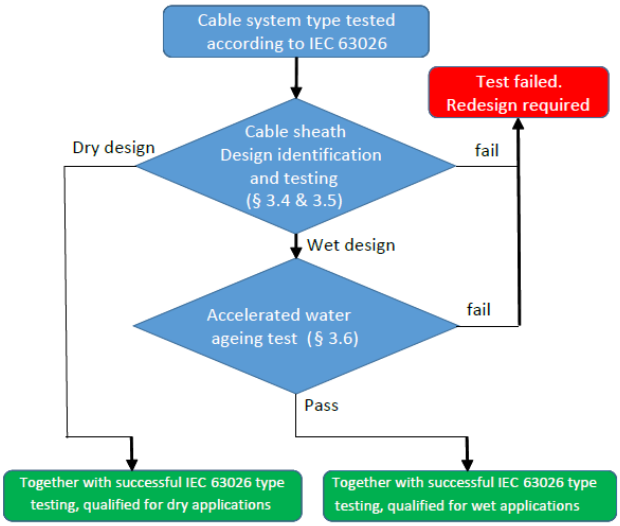
Tvorničke spojnice izvode se zavarenim spojevima vodiča, svi ostali slojevi moraju biti istih karakteristika kao i kod samog kabela.

5.2 Tipska i kvalifikacijska ispitivanja SN podmorskih kabela

5.2.1 Uvodno. Brzina uvođenja novih dizajna podmorskih SN kabela je visoka prvenstveno zbog razvoja pučinskih vjetroparkova, te se prije desetak godina pokazalo da ne postoji odgovarajuća norma ili preporuka za podmorske kabelske sustave. Stoga je formirana radna skupina IEC-a (IEC TC20 WG16 TF 63026) kako bi se izradila takva norma, CIGRE TB 722 (3). Radna skupina IEC-a temeljila je svoj rad na izradi norme IEC 63026:2019 na postojećim normama i preporukama; uglavnom IEC 60502-2, IEC 60840, CIGRE TB 490 i TB 623. Radna skupina je ubrzo uvidjela da neke važne teme specifične za određene dizajne SN kabela nisu pokrivene spomenutim dokumentima. Iz tog razloga IEC je zatražio od CIGRE SC B1 da osnuje radnu skupinu koja će obraditi važne teme koje nisu obuhvaćene navedenim dokumentima. Radna skupina CIGRE je potom izradila tehničku brošuru TB 722 - Preporuke za dodatna ispitivanja podmorskih kabela od 6 kV (Um = 7,2 kV) do 60 kV (Um = 72,5 kV). U predmetnoj brošuri utvrđena su dodatna potrebna ispitivanja koje norma IEC 63026 ne pokriva. Ispitivanja podmorskih SN kabelskih sustava iz tog se razloga provode prema oba ova dokumenta u kompletu, odnosno prema brošuri CIGRE TB 722 i prema normi IEC 63026. Podmorski SN kabeli dio su brzo rastuće i vrlo vrijedne imovine, stoga takva mrežna komponenta mora biti pouzdana. Iz tog razloga CIGRE TB 722 preporučuje skup dodatnih ispitivanja koja osiguravaju da ovi kabeli imaju istu razinu kvalitete kao ostale vrste kabela izrađenih i ispitanih prema najbližim IEC normama kao što su IEC 60502-2 i IEC 60840. Dakle, CIGRE TB 722 popunjava praznine u normizaciji SN podmorskih kabela prema IEC 63026, prvenstveno s aspekta izdržljivosti kabela i kabelske spojnice na radijalni prodor vode.

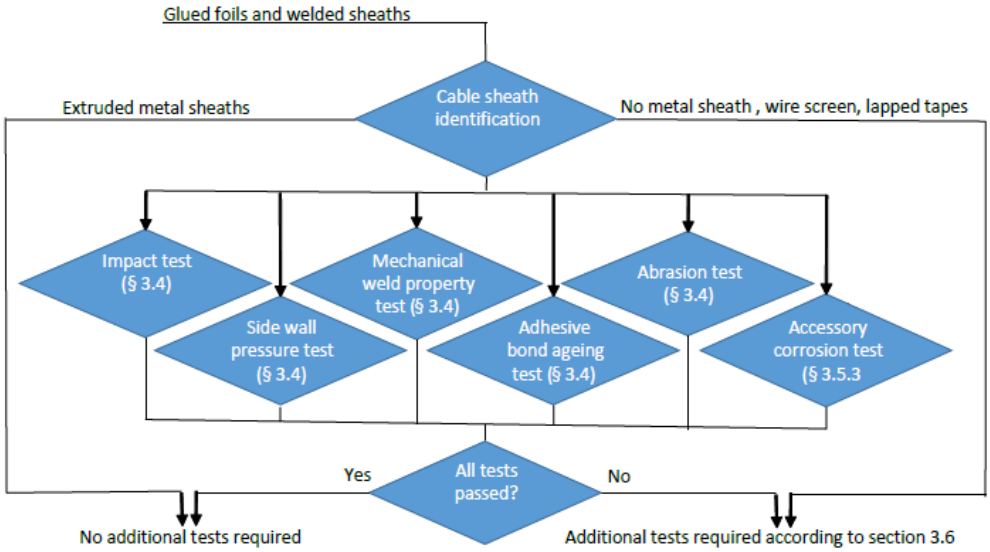
5.2.2 Tipska i kvalifikacijska ispitivanja. Ispitivanje SN podmorskih kabelskih sustava u okviru norme IEC 63026 i CIGRE TB 722 temelji se na sistemskom pristupu, u ovom slučaju kabela i spojnica, bilo tvorničkih bilo terenskih ili reparaturnih. Pregled dodatnih kvalifikacijskih ispitivanja prema CIGRE TB 722 i njihov suodnos prema tipskim ispitivanjima po normi IEC 63026 prikazan je dijagramom toka na Slici 6, dok je detaljnija razrada ovih kvalifikacijskih ispitivanja prikazana na Slici 7. Početno se, temeljem pregleda konstrukcijskih elemenata kabela u području plašta kabelske žile identificira pripadnost kabela dizajnu s aspekta radijalne (poprečne) vodonepropusnosti kao jedne od ključnih sastavnica SN podmorskih kabelskih sustava, prema Slici 4:

a) suhi (dry) dizajn ukoliko kabel iznad izolacijskog sustava ima ekstrudirani metalni sloj za radijalnu vodonepropusnost, za koji ne treba dodatna provjera radijalne vodonepropusnosti kvalifikacijskim ispitivanjima,
b) suhi (polusuhi, semi-dry) dizajn ukoliko kabel iznad izolacijskog sustava ima metalni sloj za radijalnu vodonepropusnost koji je na svom uzdužnom spoju preklopljen i zalijepljen ili zavaren,
c) mokri (polumokri, wet, semy-wet) dizajn ukoliko kabel iznad izolacijskog sustava nema metalni sloj za radijalnu vodonepropusnost



Slika 6 - Tipska i kvalifikacijska ispitivanja prema IEC 63026 [2] i CIGRE TB 722 [3]

Kabelski sustavi suhog dizajna b) podliježu dodatnoj provjeri vodonepropusnosti kvalifikacijskim ispitivanjima kabela prema poglavlju 3.4. brošure i kabelske spojnice prema poglavlju 3.5, prema Slici 7. Ukoliko zadovolje sva ispitivanja, mogu biti kvalificirani za suhi dizajn kao i kabeli a), u suprotnom, ukoliko ne zadovolje jedno ili više ovih ispitivanja, obvezna je provedba kvalifikacijskih ispitivanja starenja izolacije pod utjecajem vode prema poglavlju 3.6 brošure, kao i za kabele mokrog dizajna c).



Slika 7 - Detaljni prikaz kvalifikacijskih ispitivanja prema CIGRE TB 722 [3]

Ukoliko zadovolje ova ispitivanja, mogu biti kvalificirani za mokri dizajn, u suprotnom riječ je o grešci u dizajnu i izvedbi kabelskog sustava i isti se ne može kvalificirati za podmorsku izvedbu te mora na redizajn.
Ova se kvalifikacijska ispitivanja obavezno provode uz sva obavezna tipska ispitivanja prema normi IEC 63026 prema Slici 6, te su nakon uspješno provedenih svih ovih tipskih ispitivanja kvalificirani kao SN podmorski kabelski sustavi suhe ili mokre izvedbe. Obavezna tipska ispitivanja SN podmorskih kabelskih sustava prema normi IEC 63026 dijele se u četiri grupe, s propisanim slijedom ispitivanja i uzorcima za ispitivanje:

a) mehanička ispitivanja vlačnom silom, vlačnim savijanjem i torzijskom silom kod namatanja kabela na fiksni spremnik, prema CIGRE TB 623,
b) električna ispitivanja prema normi IEC 60840,
c) ispitivanja uzdužnog prodiranja vode u području vodiča i električnog zaslona prema CIGRE TB 490,
d) neelektrična ispitivanja prema normi IEC 60840.

5.3 Osiguranje kvalitete SN podmorskog kabelskog sustava prema normi IEC 63026

5.3.1 Rutinska ispitivanja SN kabelskog sustava. Rutinska ispitivanja provode se na svim proizvodnim duljinama kabela, tvorničkim spojnicama, duljinama kabelskog sustava za isporuku i na ostalom priboru. Rutinska ispitivanja provode se prema poglavlju 9 norme IEC 63026. Ispitivanja kabelskog sustava na duljinama za isporuku mogu se smatrati FAT ispitivanjima (factory acceptance test).

5.3.2 Ispitivanja na uzorcima SN kabela. Ispitivanja se provode prema poglavlju 10 norme IEC 63026. Učestalost ispitivanja mora biti u skladu s dogovorenim postupcima kontrole kvalitete. U nedostatku takvog dogovora, ispitivanje uzoraka će se napraviti za ugovore s duljinom kabela do 20 km, a ponavljanje ispitivanja uzoraka će se napraviti za svakih dodatnih 50 km duljine kabela. Ako je potrebno uzeti dva uzorka s jedne duljine za isporuku, uzorci se uzimaju s oba kraja.
Ako uzorak bilo koje duljine odabrane za ispitivanja ne uspije u bilo kojem od ispitivanja, daljnji se uzorci uzimaju iz dvije dodatne duljine iste serije i podvrgavaju istim ispitivanjima kao i oni u kojima izvorni uzorak nije uspio. Ako oba dodatna uzorka prođu ispitivanja, smatra se da je kabel u seriji iz koje su uzeti uzorci u skladu sa zahtjevima norme. Ako bilo koji od dodatnih uzoraka ne prođe ispitivanja, smatra se da predmetna serija nije prošla ispitivanja na uzorcima.

5.3.3 Električna ispitivanja nakon instalacije SN kabelskog sustava. Ispitivanja na novim instalacijama provode se nakon završetka instalacije kabelskog sustava, a sadrže sljedeća ispitivanja prema poglavlju 13 norme IEC 63026: Ispitivanje plašta kabelske žile istosmjernim naponom za plašteve od nevodljivog PE, ispitivanje izolacije izmjeničnim naponom, ispitivanje izolacije istosmjernim naponom, reflektometrijska mjerenja energetskog dijela (TDR) i optičkog dijela (OTDR) kabelskog sustava.

6. STROJ ZA PREMATANJE KABELA

S obzirom da je u sklopu projekta predviđena isporuka ukupno 120,5 km srednjenaponskog kabela, od čega se 65,78 km odnosi na 35 kV kabel, a 54,72 km se odnosi na 20 kV kabel, za potrebe prematanja kabela odnosno istovara ili utovara koristi se poseban stroj. Kompletan sustav sastoji se od dva bočna kvadranta i jedne središnje hidrauličke jedinice s električnim pogonom (Slika 8). Stroj se podiže s dizalicom i vuče (premata) kabel iz jednog odredišta na drugo. Potrebnu vučnu silu od 2 t (tj. 20 kN) osiguravaju 4 hidraulična motora (2 para), s mogućnošću regulacije brzine u oba smjera.

Slika 8 - Stroj za prematanje kabela

7. ZAKLJUČAK

U radu je opisan projekt zamjene i izgradnje srednjenaponskih podmorskih kabela u HEP ODS-u. Podijeljena su iskustva HEP ODS-a u pripremi prijave i organizaciji projekta. Za uspješnu prijavu projekta za financiranje iz EU fondova važna je pravodobna izrada podloga od kojih su najvažniji Studija izvodljivosti i CBA analiza. U propisanoj dokumentaciji za prijavu nadležno tijelo traži od prijavitelja dokaz relevantnosti projekta s gledišta ciljeva NPOO-a. Obrazloženi su opseg i planirana dinamika realizacije izgradnje svih 13 podmorskih dionica kabela ukupne duljine 120,5 km i vrijednosti 32,8 mil EUR-a. Tehnički zahtjevi na izvedbu podmorskih kabela u sklopu projekta baziraju se na zadnjim izdanjima relevantnih međunarodnih normi i preporuka. Sukladnost se dokazuje propisanim ispitivanjima, koja se provode u više faza, od pripremne faze, preko faze proizvodnje pa sve do završnog proizvoda spremnog za isporuku. Tehnologija kabela u stalnom je rapidnom razvoju, stoga je IEC 2019. godine objavio novu normu za srednjenaponske podmorske kabele IEC 63026. Za primjenu kabela koristi se kombinacija više normi i preporuka od kojih je posebno važna preporuka CIGRE TB 722. Opisani projekt važan je za sigurnu i pouzdanu opskrbu električnom energijom stanovništva na jadranskim otocima, kao i u pogledu prihvata novih količina obnovljivih izvora, čime se slijedi zelena tranzicija, što je cilj i Hrvatske i Europske unije.

LITERATURA

[1] Nacionalni plan oporavka i otpornosti, 2021, https://planoporavka.gov.hr/mehanizam-za-oporavak-i-otpornost/16, Pristupljeno 9. ožujka 2024.

[2] IEC 63026:2019 - Submarine power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 6 kV (Um = 7,2 kV) up to 60 kV (Um = 72,5 kV) - Test methods and requirements
[3] CIGRE TB 722 - Recommendations for additional testing for submarine cables from 6 kV (Um = 7.2 kV) up to 60 kV (Um = 72.5 kV), Working group B1.55; April 2018
[4] Resner L., Paszkiewicz S., 2021., „Radial Water Barrier in Submarine Cables, Current Solutions and Innovative Development Directions“, Energies, 14(10), 2761
[5] IEC 60228:2004 - Conductors of insulated cables
[6] Worzyk T., 2009., “Submarine Power Cables: Design, Installation, Repair, Environmental Aspects (Power Systems); Springer, 2009th Edition

CIRED CRNA GORA

I SAVJETOVANJE O ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R5-04

ESTIMACIJA MAKSIMALNOG JEDNOVREMENOG OPTEREĆENJA PRIKLJUČKA STAMBENOG OBJEKTA

ESTIMATION OF THE MAXIMUM SIMULTANEOUS LOAD OF THE CONNECTION OF A RESIDENTIAL BUILDING

Milica DILPARIĆ CAKIĆ, INSTITUT NIKOLA TESLA AD, Beograd, Srbija
Sara STAMATOVIĆ, INSTITUT NIKOLA TESLA AD, Beograd, Srbija
Branka KOVAČEVIĆ, INSTITUT NIKOLA TESLA AD, Beograd, Srbija
Branko JAKŠIĆ, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, Srbija
Bojan LAZIĆ, AVR Solar Management and Operation d.o.o. Beograd, Srbija
Svetlana MEĐO, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Postojeća metodologija za izračunavanje maksimalnog jednovremenog opterećenja domaćinstva u upotrebi je već nekoliko desetina godina i zasniva se na korišćenju *Rusck*-ove formule. Poslednjih decenija dogodile su se velike promene u načinu stanovanja, navikama potrošača, broju i tipu električnih uređaja, razvoju distributivne mreže, kao i značajne klimatske promene. Preciznije predviđanje vršnih opterećenja omogućava efikasnije upravljanje elektroenergetskim resursima i planiranje distributivnih sistema, značajne ekonomske uštede i povećanje energetske efikasnosti, zbog čega se nameće potreba za unapređivanjem dosadašnje metodologije i ranije formule. Cilj rada je da na konkretnim primerima iz prakse prikaže zavisnost vršne snage priključka od vršne snage karakterističnog brojila na tom priključku, i da se dobijeni rezultati uporede sa vrednostima proračunatim pomoću formule definisane u važećim standardima. Analizirani su podaci o satnoj vrednosti potrošnje svih brojila na jednoj trafostanici u prigradskom naselju u periodu od godinu dana. Za svaki identifikovan priključak (sa različitim brojem brojila na priključku) određeno je karakteristično brojilo. Analiza je vršena sezonski, za svaku sezonu posmatrani priključak ima svoje karakteristično brojilo. Zatim su formirani sedmični dijagrami potrošnje i identifikovane su kritične sedmice u svakoj sezoni. Određene su gornje anvelope zavisnosti satne snage priključka od satne snage brojila, vodeći pritom računa da koeficijent determinacije bude zadovoljavajući. Na osnovu anvelopa su određeni apsolutni maksimumi za zadati interval (matematički maksimum snage priključka). Upoređeni su sa empirijskim maksimumima za posmatranu godinu, kao i sa maksimalnim jednovremenim opterećenjem priključka dobijenim pomoću formule. Za sve razmatrane slučajeve, relativna greška matematičkog maksimuma u odnosu na empirijsku vrednost je manja od 10%. Važno je napomenuti da sati u kojima su se javile vrednosti veće od matematičkog maksimuma nisu uzastopni i predstavljaju procentualno neznatni deo godine. Sa druge strane, rezultati jasno pokazuju da je definisana formula višestruko predimenzionisana i da je potrebno izvršiti reviziju postojeće metodologije

Ključne reči: maksimalno jednovremeno opterećenje, planiranje potrošnje, dimenzionisanje priključka, brojilo, *Rusck*-ova formula

ABSTRACT

The existing methodology for calculating the maximum simultaneous household load has been in use for decades and is based on the Rusck's formula. In recent years, there have been major changes in consumer habits, the number and type of electrical devices in use, the development of the distribution network, as well as climate changes. Accurate forecasting of peak loads enables more efficient power resources management and distribution system planning, significant economic savings and an increase in energy efficiency. Therefore, improving the outdated methodology and formula is a necessity. Based on measurements obtained from practice, this paper analyses the dependence of the peak power of the connection line on the peak power of the characteristic meter connected to it. Results were compared with the values calculated using the formula defined in applicable standards. Hourly values of consumption of all meters at one substation in a suburban settlement over one year were analysed. A characteristic meter is determined for each identified connection line (with a different number of meters). The analysis was performed seasonally, and one characteristic meter was selected for each season. Weekly charts of

consumption were then formed and critical weeks in each season were identified. The upper envelopes of the dependence of the hourly power of the connection on the hourly power of the meter were determined, taking into account that the coefficient of determination was satisfactory. Based on the envelope, the absolute maximums for the given interval were determined (mathematical maximum of the connection power). They were compared with the empirical maximums for the observed year, as well as with the maximum simultaneous connection power obtained using the formula. For all considered cases, the relative error of the mathematical maximum in relation to the empirical value is less than 10%. It is important to note that the hours in which values higher than the mathematical maximum occurred are not consecutive and represent a percentageally insignificant part of the year. On the other hand, the results clearly show that the defined formula is multiple times over-dimensioned and that it is necessary to revise the existing methodology.

Key words: Rusck's formula, maximum simultaneous load, consumption planning, connection dimensioning, meter

Milica Dilparić Cakić, milica.dilparic@ieent.org
Sara Stamatović, sara.stamatovic@ieent.org
Branka Kovačević, branka.kostic@ieent.com
Branko Jakšić, branko.jaksic@ods.rs
Bojan Lazić, boyanlazic@gmail.com
Svetlana Među, svetlana.medjo@ods.rs

1. UVOD

U svetu već neko vreme postoji inicijativa da se unapredi formula za računanje maksimalne jednovremene snage na nivou stambenog priključka, u cilju da se izračunata snaga približi realnoj potrošnji domaćinstava. Na taj način, osim tačnijih estimacija potrošnje pri planiranju razvoja mreže, ostvarila bi se i značajna ekonomska dobit pri izboru i dimenzionisanju opreme, koja dominantno zavisi od maksimalne jednovremene snage. Metodologija se, kao i u ranijim formulama, zasniva na izmerenim podacima i njihovoj statističkoj obradi. Kvalitetna i sveobuhvatna merenja za različite kategorije potrošnje su jedini pravi pokazatelj koeficijenta jednovremenosti i potrebno ih je koristiti kao ulazne podatke za statističke analize. Osnovna ideja rada je da se pokaže korelacija i odredi funkcija zavisnosti maksimalne snage priključka od maksimalne snage karakterističnog domaćinstva, odnosno karakterističnog brojila koje se na tom priključku nalazi. Za dovoljnu količinu podataka, uz informacije o tipu naselja i načinu grejanja, ideja je da se na osnovu ovakve grupe funkcija proceni maksimalna jednovremene snaga svakog novog potrošačkog objekta koji bi se povezivao na mrežu (Rajaković, Tasić [1]).

2. ANALIZA MERENIH PODATAKA

Dostavljeni su podaci o dve trafostanice koje se nalaze jedna u gradskom, a druga u prigradskom tipu naselja, i podrazumevali su satne vrednosti potrošene energije očitane sa brojila potrošača, za višu i nižu tarifu, datum i vreme očitavanja, kao i serijski broj, model brojila i čitačku listu. Analizirani su podaci za period od godinu dana, i, s obzirom na to da se radi o velikoj količini informacija, sređivanje ovih podataka odrađeno je u aplikaciji *Microsoft Excel* konstruisanjem makroa i pisanjem koda u okruženju *Visual Basic.* Osnovni problemi na koje se nailazilo prilikom obrade podataka o brojilima odnosili su se na neadekvatan set podataka, odnosno događalo se da nedostaju očitavanja sa brojila za određene sate, ili da su neki sati duplirani a neki datumi ispremeštani. Kod je isprogramiran tako da prvo traži navedene greške i ispravlja ih, eliminišući duplikate i pogrešna očitavanja, kao i prazna polja, ukoliko bi za time bilo potrebe. Nakon dopunjavanja seta podataka, bilo je potrebno od očitavanja na brojilima za višu i nižu tarifu dobiti kompletan set podataka o potrošenoj snazi u određenom satu. Napisan je jednostavan kod koji proverava kojoj tarifi pripada očitavanje sa brojila za određen sat *i*, i zatim na osnovu toga računa snagu potrošenu u tom satu *p(i)*. Očitavanja na brojilima daju informaciju o ukupnoj vrednosti potrošene energije od početka obračunskog perioda, pri čemu se zapisi vrše svakog sata. Dakle, energija koju stambena jedinica potroši u satu *i* (odnosno satna snaga za sat *i*) dobija se kao količnik ukupne energije zapisane za sat *i+1* i energije očitane za sat *i*. Sledeći korak podrazumevalo je razvrstavanje satnih podataka po danima i nedeljama, a zatim i po sezonama, s obzirom na to da se potrošnja domaćinstva značajno može razlikovati za različita godišnja doba. Na taj način, za svako brojilo izdvojene su sedmične potrošnje sa satnom rezolucijom za svako godišnje doba. Dakle, za jedno brojilo koje pripada datoj trafostanici, podaci o satnoj vrednosti snage grupisani su prvo kao sedmice, a zatim su takve sedmične potrošnje grupisane u odnosu na to kom godišnjem dobu pripadaju. Dalje, konsultujući dostavljenu čitačku listu, u kojoj se nalaze adrese brojila i imena kupaca, identifikovano je koja brojila se nalaze na kojoj adresi. Pretpostavljeno je da se jedan stambeni priključak sastoji od svih brojila prijavljenih na istu adresu.

3. METODOLOGIJA PRORAČUNA

3.1 Opis predložene metodologije

Na način opisan u prethodnom poglavlju, određen je set brojila koji pripadaju jednoj stambenoj jedinici (kući ili zgradi) odnosno jednom priključku, budući da se radi o objektima sa manjim brojem stanova. Važno je napomenuti da u okviru dostavljenih merenja nije postojala informacija o izmerenoj snazi potrošnje čitavog priključka. Zbog toga je pretpostavljeno da je satna vrednost snage potrošnje priključka za sat *i* jednaka zbiru satnih vrednosti snaga potrošnje svih brojila koja su na njega priključena, za taj isti sat *i*. Kao što je navedeno u poglavlju 2, svako brojilo daje informaciju o snazi potrošnje jednog domaćinstva za svaki sat. Naredni korak bio je ispitivanje korelacije između snage priključka određene na ovaj način i snage karakterističnog brojila. Karakteristično brojilo odabrano je na osnovu sledećih kriterijuma:

- Snaga brojila značajno doprinosi ukupnoj snazi priključka. Drugim rečima, odabrano brojilo treba da ima dovoljno veliku snagu tokom cele godine u odnosu na ostala brojila.
- Snaga potrošnje brojila treba da bude u dobroj korelaciji sa snagom priključka, odnosno vrednost koeficijenta korelacije ove dve veličine treba da bude veća od 0,7.

Imajući u vidu da je analiziran period od godinu dana, karakteristično brojilo je određeno za svaku sezonu posebno. Brojilo koje se smatra karakterističnim u letnjem periodu ne mora biti karakteristično i za zimu. Da bi se utvrdio nivo i oblik zavisnosti između snage karakterističnog brojila i snage priključka, bilo je potrebno donekle povećati opštost, pa je za odabrano karakteristično brojilo (u okviru svake sezone) odabrana kritična sedmica u sezoni. Za nju je zatim određen dijagram snage potrošnje priključka. Na ovaj način određena su dva seta podataka čiju zavisnost i korelisanost je potrebno ispitati. Kao prvi rezultat predložene metodologije ima se zavisnost snage priključka od snage karakterističnog brojila za kritičnu sedmicu u određenom godišnjem dobu. Zatim se formira i grafički predstavi set tačaka čija je *x* koordinata satna vrednost snage karakterističnog brojila, a *y* koordinata vrednost snage priključka za isti sat. Identifikuje se gornja anvelopa ovog seta tačaka, odnosno polinomska funkcija kojom se na najbolji način opisuje zavisnost vršne snage priključka od snage karakterističnog brojila. Sa dobijene krive, može se očitati maksimalna jednovremena snaga na priključku i uporediti sa „merenom“ vrednošću, ili sa maksimalnom snagom dobijenom korišćenjem neke od formula koje su trenutno u upotrebi. Opisanom metodologijom pokušano je da se utvrdi zavisnost snage priključka od snage karakterističnog brojila. Pokazano je da je ta zavisnost polinomska funkcija višeg stepena. Ideja ovakvog pristupa je da se odredi karakteristično brojilo i funkcija zavisnosti za jedan tip konzuma i jedan tip kolektivnog stanovanja. Na dovoljno velikom uzorku, imao bi se set krivih koji opisuje ovu zavisnost. Tada bi bilo moguće da se iskoriste matematički algoritmi koji bi estimirali koeficijente polinomske funkcije i preciznije odrediti vršnu snagu priključka.

3.2 Prikaz metodologije na konkretnom primeru

Kao primer izdvojena je jedna veća zgrada koja se nalazi u centru gradskog naselja. Odabrana zgrada ima 31 brojilo, od čega su 28 stanovi (domaćinstva), a postoji i zajedničko brojilo, brojilo za podstanicu kao i jedno koje se odnosi na lokal u zgradi (ne spada u kategoriju domaćinstava). To je zaključeno na osnovu čitačke liste, u kojoj su navedene adrese i imena svih kupaca, i kategorija potrošnje (lift, stambena jedinica, lokal…) tako da je pretpostavljeno da sva brojila prijavljena na istu adresu čine jednu zgradu tj. priključak. Pri odabiru karakterističnog brojila posmatrala su se brojila stanova, s obzirom da je analiza rađena samo za domaćinstva, a ne za lokale i druge tipove potrošnje, zbog ograničene količine podataka, ali metodologija ostaje ista. Snaga priključka zgrade dobijena je sumiranjem satnih snaga svih 31 brojila. Na jednom grafiku, iscrtana je potrošnja svih brojila u zgradi posebno za prolećni, letnji, jesenji i zimski period. Zatim je, na način opisan u prethodnom potpoglavlju, odabrano karakteristično brojilo za svaku sezonu. Na slici 1 prikazan je grafik potrošnje svih brojila u zgradi za zimski period. Izračunato je i u koliko je dobroj korelaciji svako od brojila stambenih jedinica sa snagom priključka. Kao merodavna veličina za nivo korelacije, korišćen je *Pearson*-ov koeficijent linearne korelacije (Schober, Boer, Schwarte [2]), koji se za promenljive x i y (veličine čije se korelacija ispituje, odnosno u ovom slučaju satne snage brojila i priključka), izračunava po formuli:

$$R = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \cdot \sigma_y}$$

gde su:

σ_{xy}- kovarijansa

σ_x и σ_y- standardne devijacije promenljivih x i y

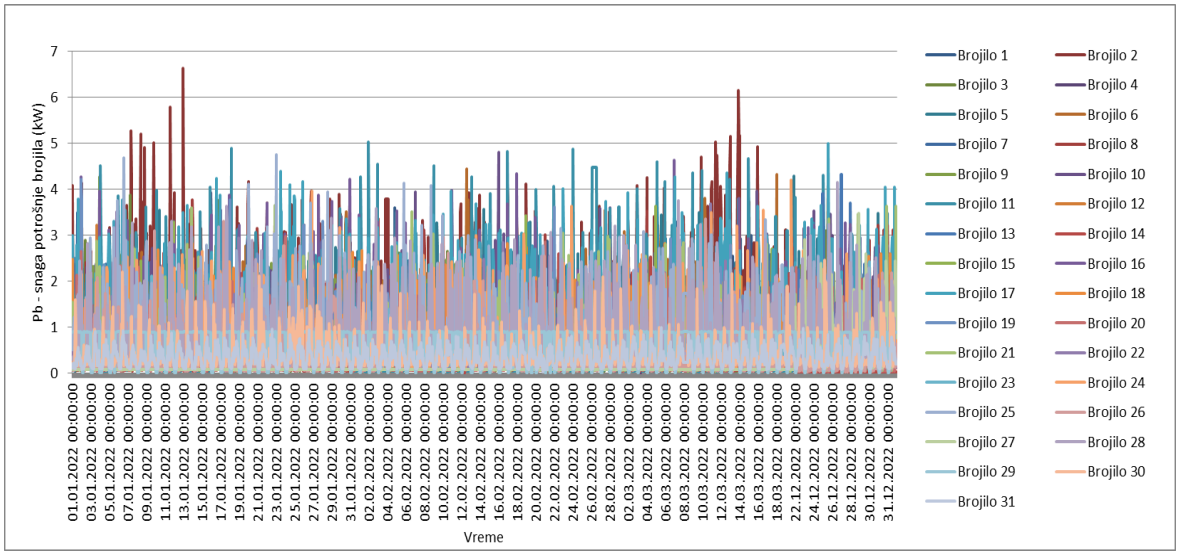
Standardne devijacije za uzorak od *n* vrednosti se računaju kao:

$$\sigma_{xy} = \frac{\sum x \cdot y}{n} - \frac{\sum x}{n} \cdot \frac{\sum y}{n}$$

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{\sum x^2}{n} - \left(\frac{\sum x}{n}\right)^2},$$

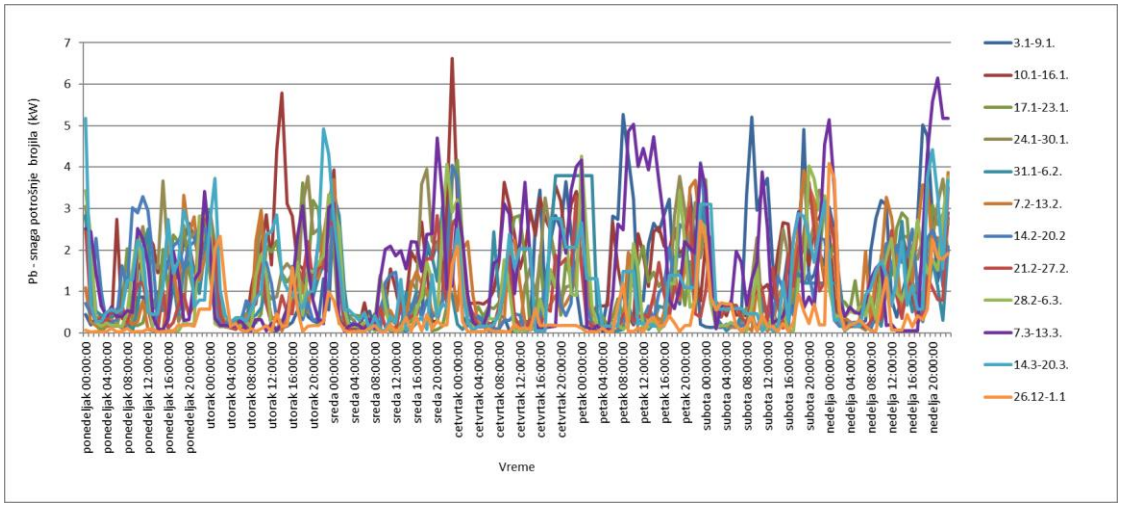
$$\sigma_y = \sqrt{\frac{\sum y^2}{n} - \left(\frac{\sum y}{n}\right)^2}.$$

Kada se dobije koeficijent korelacije, kvadriranjem se može izračunati koeficijent determinacije R^2. Vrednosti koeficijenta korelacije iznad 0,7 odnosno koeficijenta determinacije iznad 0,5 ukazuju na jaku povezanost ove dve veličine. Na osnovu prethodno navedenog, odabrano je brojilo broj 2, koje ima najveći stepen korelacije sa snagom priključka, i značajno doprinosi ukupnoj potrošnji, a prikazano je na grafiku tamnocrvenom bojom. Maksimum potrošnje za ovo brojilo desio se 12. januara.

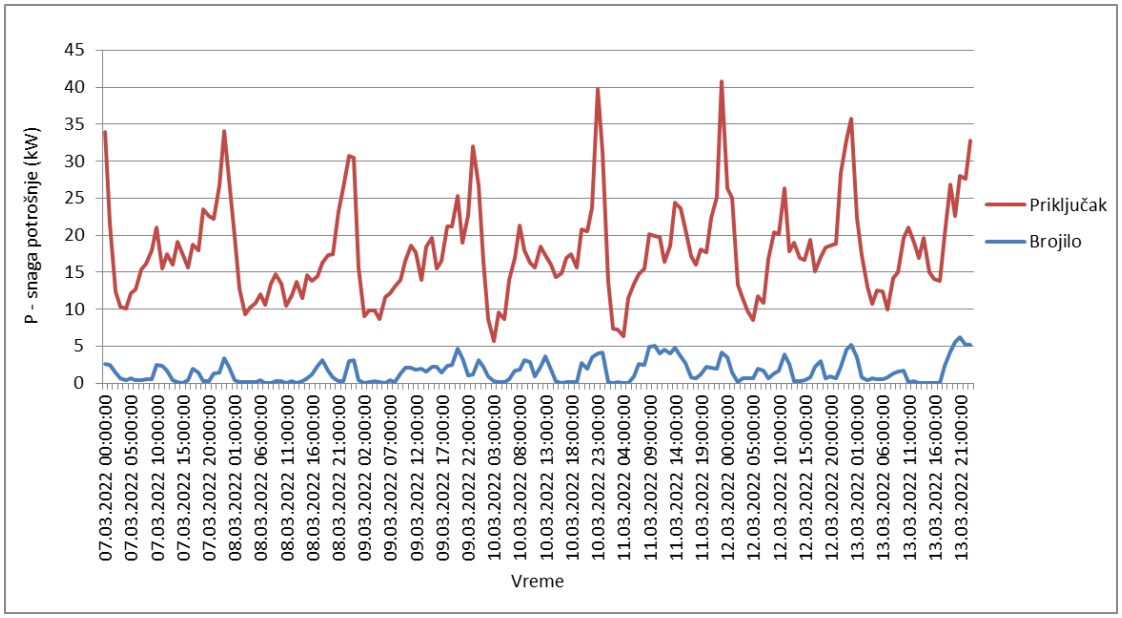


Slika 1 - Potrošnja svih brojila na jednom priključku u zimskom periodu za gradski tip naselja

Analognim postupkom određena su karakteristična brojila za leto, jesen i proleće.
Nakon što je identifikovano karakteristično brojilo za sezonu, potrebno je odrediti kritičnu sedmicu u toj sezoni, pri čemu je kriterijum za odabir isti: da potrošnja u toj sedmici bude među maksimalnim i da koeficijent korelacije snage brojila i snage priključka bude veći od 0,7 za tu konkretnu sedmicu (na taj način osigurava se da posmatramo jedan tipičan period od sedam dana za određeno godišnje doba). Na slici 2 prikazana je potrošnja svih sedmica u zimskom periodu za posmatranu godinu za odabrano brojilo broj 2. Treba napomenuti da apsolutni maksimum potrošnje brojila za sezonu može, ali ne mora da se nalazi u odabranoj sedmici (Kostić [3]). Istim postupkom, određene su kritične sedmice za ostala godišnja doba. Kao kritična sedmica zime odabran je period od 7. marta do 13. marta, označen na grafiku ljubičastom bojom.
Na jednom grafiku su, zatim, zajedno prikazane potrošnja karakterističnog brojila i priključka za tipičnu sedmicu u sezoni, i ovaj grafik za prolećni period prikazan je na slici 3. Sa slike 3 potvrđeno je da potrošnja priključka dobro prati potrošnju brojila, odnosno da je odabrano brojilo zaista karakteristično za taj priključak, i da je izbor opravdan.

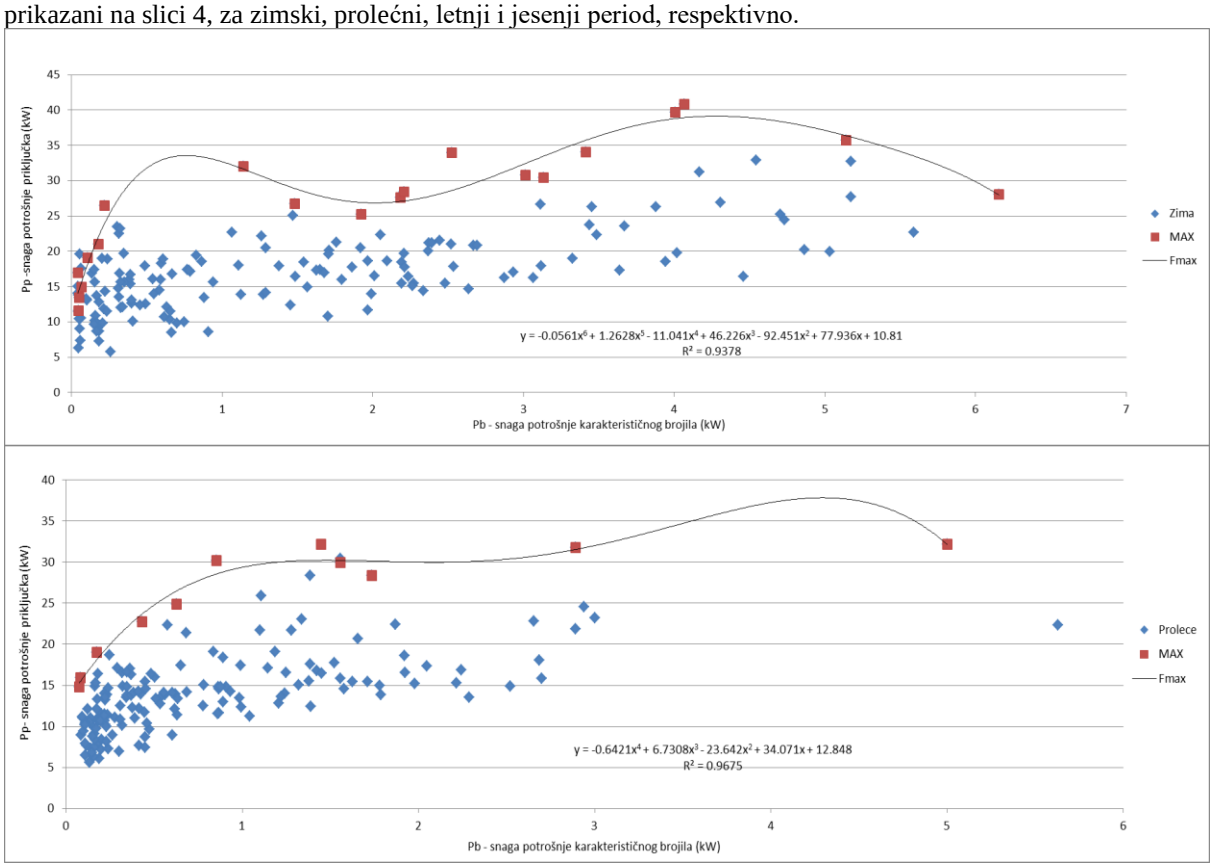


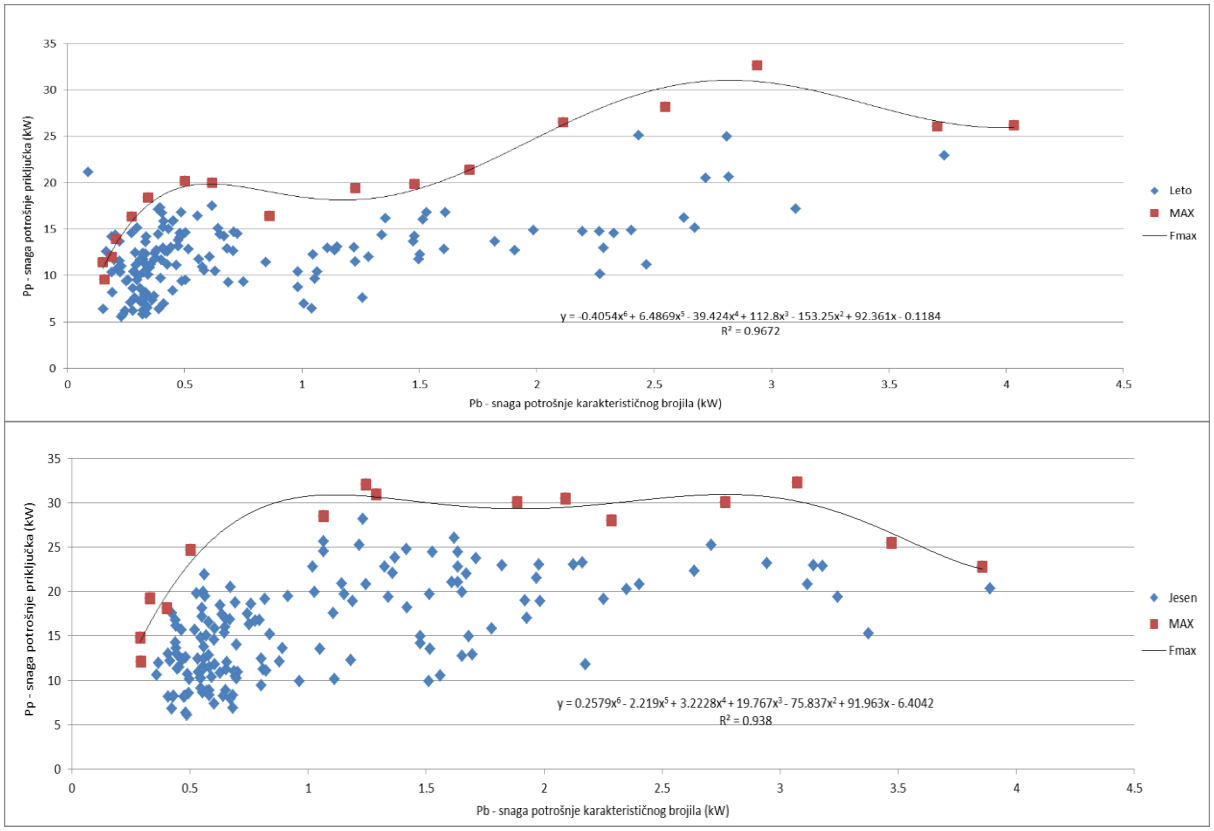
Slika 2- Sedmična snaga potrošnje karakterističnog brojila za sve sedmice u zimskom periodu



Slika 3 - Sedmična snaga potrošnje karakterističnog brojila i priključka za kritičnu sedmicu u zimskom periodu

Nakon što su dobijena četiri seta podataka za kritične sedmice, može se ispitati korelacija i oblik krive zavisnosti maksimalne snage priključka od snage karakterističnog brojila . Na narednim graficima, svaka tačka određena je pomoću dve koordinate, tako da se na *x*-osi nalazi vrednost snage brojila za određeni sat, a na *y*-osi snaga priključka za isti taj sat. Na svakom grafiku je dakle 168 takvih tačaka, po jedna za svaki sat u nedelji. Zatim je određena kriva gornje anvelope ovog seta tačaka, pri čemu se vodilo računa da kriva dovoljno dobro prati gornje tačke, odnosno da koeficijent korelacije za odabranu anvelopu bude veći od 0,7 [2]. Ideja je da se pokrije gornja anvelopa, tačke maksimalne snage priključka, kako bi se išlo na stranu sigurnosti. Kao rezultujuće krive dobijene su polinomske funkcije različitih koeficijenata. Analiza je vršena za relativno mali podataka, tako da nije moguće uraditi dovoljno dobru statističku analizu. Za veći broj podataka, umesto jedne karakteristične krive, mogla bi se dobiti familija krivih. Tada bi bilo moguće određenim matematičkim algoritmima odrediti koeficijente u polinomskoj krivoj koja bi predstavljala reprezent snage priključka za odabrani konzum. Grafici zavisnosti su prikazani na slici 4, za zimski, prolećni, letnji i jesenji period, respektivno.





Slika 4 - Grafici zavisnosti maksimalne snage priključka od snage karakterističnog brojila u sezoni za zimu, proleće, leto i jesen, respektivno

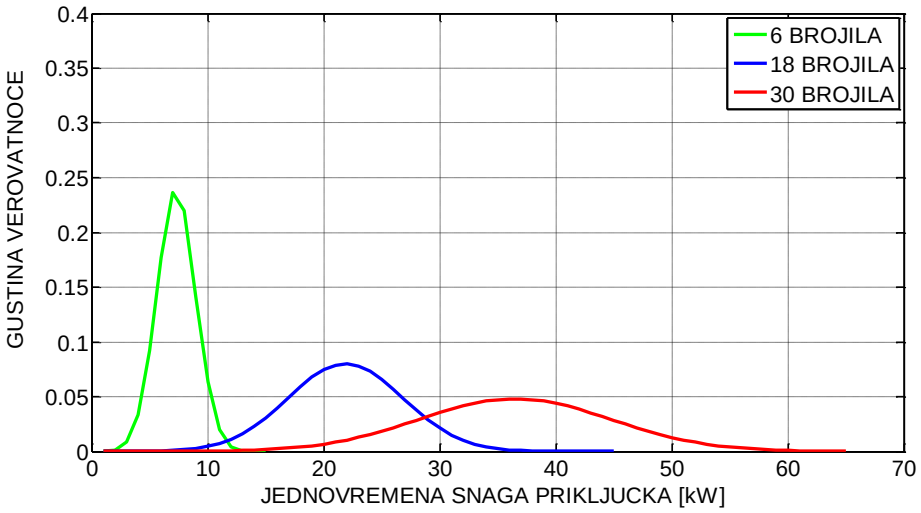
Za krive dobijene kao funkcije zavisnosti snage priključka od snage brojila određen je matematički maksimum, i ta vrednost je upoređena sa stvarnim maksimumom snage priključka koji se imao u analiziranom periodu. Rezultati su prikazani u tabeli 1. Kao što se može videti, relativne greške su ispod 10% i pokazuju da nisu učinjene velike nedoslednosti usled povećanja opštosti uzorka pri odabiru karakterističnog brojila ili sedmice u sezoni.

Tabela 1 - Parametri statističkog proračuna

Posmatrani period	Kriva zavisnosti $P_{prikljucka}=f(P_{brojila})$	R	Matematički maksimum [kW]	Empririjski maksimum [kW]	Relativna greška [%]
Proleće	$-0,5296x^4 + 6,1605x^3 - 24,489x^2 + 39,429x + 8,9337$	0.956 (R^2 =0.913)	34,6709	38,5	-9,94
Leto	$-0,4054x^6 + 6,4869x^5 - 39,424x^4 + 112,8x^3 - 153,25x^2 + 92,361x - 0,1184$	0.983 (R^2 = 0.967)	31,0444	33,733	-7,97
Jesen	$0,2579x^6 - 2,219x^5 + 3,2228x^4 + 19,767x^3 - 75,837x^2 + 91,963x - 6,4042$	0.968 (R^2 = 0.938)	30,9354	33,829	-8,55
Zima	$-0,0857x^6 + 1,7989x^5 - 14,639x^4 + 57,241x^3 - 107,68x^2 + 85,735x + 10,247$	0.961 (R^2 =0.923)	37,2004	40,8	-8,82

3.3 Dodatne analize

Imajući u vidu da je na raspolaganju bio relativno mali uzorak konzuma, na prethodno opisani način, utvrđivanjem karakterističnog brojila, prilikom proračuna ne uzima se u obzir bitna informacija o ukupnom broju brojila u zgradi. Zato su, na osnovu dobijenih merenja, ispitane zavisnosti vršne snage priključka od broja potrošača na tom priključku. Posmatrano je 10 zgrada koje se nalaze u gradskom naselju, i pretpostavljeno je da svaka zgrada čini jedan priključak. Izvršen je eksperiment gde je prvo pretpostavljeno da sve zgrade imaju 6 brojila, zatim 18 i na kraju 30 brojila. Pri tome je vrednost vršne snage priključka linearno skalirana u odnosu na stvarni broj brojila. Drugim rečima, ako zgrada ima 24 brojila, u eksperimentu u kom se pretpostavlja da sve zgrade imaju po 30 brojila njena vršna snaga je korigovana koeficijentom 1,25 (30/24). Na ovaj način je, pretpostavljajući normalnu raspodelu, pokazano matematičko očekivanje vrednosti vršne snage za analizirani konzum. Grafici raspodele za 6, 18 i 30 brojila dati su na slici 5.



Slika 5 - Gustina raspodele verovatnoće maksimalne snage priključka

Na osnovu grafika i koeficijenata normalne raspodele pokazuje se da se na posmatranom konzumu, za slučaj da se radi o stambenoj zgradi od 6 brojila, može očekivati vršna snaga od 12,27 kW sa verovatnoćom od 95%. Teorijska maksimalna vrednost na osnovu raspodele verovatnoće je 13,69 kW. Za slučaj da se radi o zgradi sa 18 brojila, očekivana vršna snaga bi iznosila 36,82 kW sa verovatnoćom od 95%, a maksimalna verovatna snaga bi bila 41,06 kW. U slučaju da se radi o zgradi sa 30 brojila, vršna snaga sa verovatnoćom od 95% je 61,36 kW a maksimalna verovatna vršna snaga je 68,44 kW. Rezultati statističkog proračuna dati su u tabeli 2.

Tabela 2 - Statistički parametri misaonog eksperimenta [1]

Pretpostavljeni broj brojila	30	18	6
Srednja vrednost snage priključka (kW)	36,4844	21,8907	7,29688
Standardno odstupanje (%)	8,29515	4,97709	1,65903
Opseg srednje vrednosti (kW)	[33,8315 – 39,1373]	[20,2989 – 23,4824]	[6,7663 – 7,82747]
Opseg standardnog odstupanja (%)	[6,79506 – 10,6513]	[4,07704 – 6,39076]	[1,35901 – 2,13025]
Očekivana vrednost vršne snage (95%)	61,36985	36,8217	12,27397
Max očekivana vrednost vršne snage (kW)	68,4383	41,0607	13,68763

4. ZAKLJUČAK

Predložena metodologija ima za cilj da na novi način osvetli stari problem određivanja maksimalne jednovremene snage konzuma, korišćenjem seta merenih podataka umesto proračunavanjem snage pomoću formule. Međutim, za precizne estimacije maksimalne snage priključka potreban je mnogo veći set merenih podataka, kao i informacije o načinu zagrevanja prostorija, tačnom broju domaćinstava na priključku i broju i vrsti lokala koji se nalaze na određenom priključku (ukoliko postoje). U analizama, dobijeni matematički maksimum ne odstupa značajno od empirijske vrednosti za posmatrani period od godinu dana, i ova odstupanja su u svim slučajevima manja od 10%. Osim toga, vrednosti snage veće od matematičkog maksimuma pojavile su se u 18 različitih sati tokom godine (što čini 0,2% od ukupnog broja sati u godini) i nikada u uzastopnim satima. Međutim, moguće je da se, ukoliko se posmatra period od više godina, pojave ekstremne vrednosti snage potrošnje ili više uzastopnih sati kada je potrošnja iznad matematičkog maksimuma. Zato je neophodno iste analize izvršiti na većem setu merenih podataka, i tada možda uvesti određeni koeficijent popravke kako bi se osiguralo ostajanje na strani sigurnosti. Takav koeficijent trebalo bi da pokrije empirijski maksimum, ali da dobijena vrednost ne odstupa suviše ni od matematičkog, kako se ne bi dobila predimenzionisana vrednost slična kao kada se maksimalna snaga računa pomoću formule.

LITERATURA

[1] Rajaković N, Tasić D, 2008, "Distributivne i industrijske mreže", "Akademska misao", 20 str.
[2] Schober P, Boer C, Schwarte L, 2018, "Correlation Coefficients: Appropriate Use and Interpretation", "Anesthesia & Analgesia", 126(5):p 1763-1768
[3] Kostić M, 2005, "Teorija i praksa projektovanja električnih instalacija", "Akademska misao", 64 str.

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024. god, Budva

Broj rada: R5-05

ESTIMACIJA TEHNIČKIH GUBITAKA NA PRIMJERU JEDNOG 10 KV IZVODA U REGIONU 3

ESTIMATION OF TECHNICAL LOSSES ON AN 10 KV SUBSYSTEM EXAMPLE IN REGION 3

Marko VUKSANOVIĆ, CEDIS, Crna Gora

KRATAK SADRŽAJ

U ovome radu biće pokazana metoda estimacije tehničkih gubitaka na primjeru jednog 10kV izvoda u Regionu 3. Pošto gubici smanjuju efikasnost rada mreže, od velike je važnosti moći imati sliku stanja gubitaka zarad boljeg funkcionisanja i planiranja rada distributivne mreže. Metoda se zasniva na proračunu faktora gubitaka i faktora opterećenja. Rad je podijeljen na četiri poglavlja, ne računajući abstrakt i reference, a to su: uvod, pregled teorije i postavka problema, simulacije i rezultati i zaključak. Simulacija 10kV izvoda odrađena je u programu PSS Sincal a proračun je odrađen u Microsoft Excelu na osnovu simuliranih podataka i preuzetih podataka mjerenja sa odabranog izvoda. Ova metoda je praktična za laku i brzu estimaciju gubitaka u mreži, čime nam omogućava pregled stanja gubitaka, bilo u cijelom distributivnom sistemu ili u jednom dijelu istog.

Ključne riječi: tehnički gubici, planiranje distributivne mreže, estimacija gubitaka

ABSTRACT

In this paper, we will demonstrate a method of estimation of technical losses on an 10 kV subsystem example in Region 3. Since losses reduce the efficiency of operation of the grid, having an overview of the state of the losses is of great importance for the betterment of functioning and operational planning of the distribution grid. The method is based on calculating the loss factor and the load factor. The paper will be split into four chapters, not counting the abstract and references, which are: the introduction, an overview of the theory and problem statement, simulations and results and the conclusion. The simulation will be done in PSS Sincal program, while the calculations will be done in Microsoft Excel based on the results of the simulations and measurement data gathered from the example subsystem. This method is practical for a quick and easy estimation of grid losses, which allows us to get an overview of the state of losses, whether in the entire distribution system or just one part of it.

Keywords: technical losses, distribution grid planning, loss estimation

Marko Vuksanović: br. tel. +38267007022, e-mail: marko.vuksanovic@cedis.me

1. UVOD

Električna energija je okosnica modernog društva i jedan od osnova njegovog normalnog funkcionisanja. Stoga, pouzdano snabdijevanje električnom energijom postaje jedna od glavnih potreba društva. Postoji mnogo faktora koji utiču na kvalitet snabdijevanja električnom energijom: dužina mreže, stabilnost frekvencije i varijacije napona samo su neki od njih. Zarad obezbjeđuvanja boljeg i pouzdanijeg snabdijevanja, optimalnog funkcionisanja DS i povećanja energetske efikasnosti takođe je potrebno pratiti i predviđati gubitke u mreži. Gubici predstavljaju razliku između energije koja je ušla u distributivni sistem i koja je isporučena krajnjim korisnicima i mogu se podijeliti na dva tipa: tehničke i netehničke. U tehničke gubitke spadaju, između ostalog, Džulovi gubici, gubici

nastali zbog parazitskih elemenata (kapaciteta i induktiviteta), skin efekta, vrtložnih struja, gubitaka u transformatoru (gubici u bakru i gvožđu, histerezisni gubici), dok netehnički gubici nastaju zbog grešaka u očitavanju, nepreciznih brojila i krađe (Romero Agero, 2012 [1]). U literaturi, tehnički gubici se procjenjuju na oko 2.5-3.5%, dok se ostatak pripisuje netehničkim gubicima.

Potreba za estimacijom tehničkih gubitaka javlja se zbog toga što je očitavanje brojila, bilo daljinsko ili na licu mjesta, ograničeno skoro isključivo na urbane sredine. Tehnički gubici se manjuju promjenom tehničkih parametara mreže kao što su presjek provodnika i rekonfigurisanja distributivne mreže kako bi se skratila NN mreža a povećala SN mreža. Jedna od najjednostavnijih metoda estimacije je estimacija gubitaka preko faktora opterećenja i faktora gubitaka. Vezu između ta dva parametra među prvima su uočili Vudrou i Buler 1928. godine [2]. Od tada su metode estimacije postale dosta preciznije i raznovrsnije. Dortolina i Nadira 2005. demonstriraju dva pristupa estimaciji gubitaka u distributivnom sistemu: *top down* i *bottom up* [3]. Laso et al. 2006. demonstriraju estimaciju gubitaka na osnovu modela sekundarne mreže [4], dok Keolija i Vaidija 2013. daju pregled estimacije numeričkim metodama [5], dok Mikić 2007. predlaže statističku metodu na koju će se ovaj rad većinom oslanjati. Takođe će biti prikazani rezultati simulacije za trenutak najvećeg opterećenja i gubici u tom trenutku biće upoređeni sa onima koji su dobijeni metodom estimacije.

2. NUMERIČKI PRISTUP ESTIMACIJI GUBITAKA

Da bismo mogli estimirati gubitke, potrebno je da prvo definišemo određene parametre. Pošto nam je kriva opterećenja poznata, možemo definisati faktor gubitaka LDf kao prosječno opterećenje u određenom vremenskom periodu u odnosu na maksimalno opterećenje u istom vremenskom periodu, tj

$$LDf = \frac{P_{avg}}{P_{max}} \tag{1}$$

U [2] je predložen odnos između faktora gubitaka Ldf i ekvivalentnog satnog faktora gubitaka LSf, to jest odnosa prosječnih gubitaka i maksimalnih gubitaka u određenom vremenskom periodu. Analizirana su tri slučaja: 1) kratko maksimalno opterećenje, pri kojem se LSf primiče kvadratu LDf, 2) minimalnom opterećenju, gdje je LSf jednako LDf i 3) prosječnome slučaju gdje LSf leži između kvadrata LDf i same vrijednosti LDf, tj

$$LDf^2 < LSf < LDf. \tag{2}$$

Na osnovu emprijskog iskustva u [2] je data jednačina koja ispunjava uslov (2)

$$LSf = LDf^2 \cdot (1 - k) + LDf \cdot k, \tag{3}$$

gdje je k konstanta. Buler i Vudrou su kao vrijednost konstante odabrali 0.3. Formula (3) se često naziva i Hebelova formula, a konstanta k, Hebelova konstanta. Gustafson et al. su 1988 u [6] opovrgnuli dati izbor konstante iz [2] i predložili k = 0.08 kao bolju aproksimaciju i takođe modifikovali jednačinu koju je 1959. u [7] predložio Hebel u kojoj se ELf aproksimira stepenovanjem LDf-a.

$$LSf = LDf^{1.912}. \tag{4}$$

Eksponent iz (4) naziva se i Hebelov eksponent. U [7] je Hebel kao eksponent predložio 1.6, ali su numeričkom analizom iz [6] Gustafson et al. pokazali da eksponent od 1.912 bolje aproksimira gubitke. Keiroz et al. su u [8] predložili novi pristup koji koristi prosječnu struju i otpornost provodnika da estimira tehničke gubitke u vodovima sa jednim opterećenjem. Po tome radu, gubici u vodu se mogu estimirati preko formule:

$$E_L = R \cdot I_{avg} \cdot T \cdot \frac{LSf}{LDf^2}, \tag{5}$$

gdje je I_{avg} prosječna struja u vodu u vremenskom periodu *T*. Metodu estimacije koja će biti korišćena u radu predstavio je Mikić 2007. [9]. Na osnovu statističke analize autor rada [9] uvodi koeficijente A = 1.0973 i B = 0.86076. Na osnovu ovih koeficijenata dalje se uvodi prosječni faktor gubitaka L_{AV}:

$$L_{AV} = A + \frac{B}{P_{avg}} \tag{6}$$

U daljem tekstu data je formula za estimaciju gubitaka u jednofaznom vodu:

$$E_L = \frac{2 \cdot T \cdot R \cdot P_{avg}^2}{cos^2\varphi \cdot U^2}\left(A + \frac{B}{P_{avg}}\right). \tag{7}$$

Za trofazni vod, gubitke je moguće estimirati po sljedećoj formuli:

$$E_L = \frac{T \cdot R \cdot P_{avg}^2}{cos^2\varphi \cdot U_L^2}\left(A + \frac{6 \cdot B}{P_{avg}}\right) \tag{8}$$

Vrijedi napomenuti da je u formuli (7) napon *U* fazni napon, a napon U_L u formuli (8) linijski napon. Takođe, u formuli (7), prosječna snaga P_{avg} snaga kroja prolazi kroz jednofazni vod i otprilike 3 puta manja od snage date u formuli (8). R je ukupna otpornost svih vodova u izvodu. Detaljnije izvođenje formula (7) i (8) može se naći u radu [9].

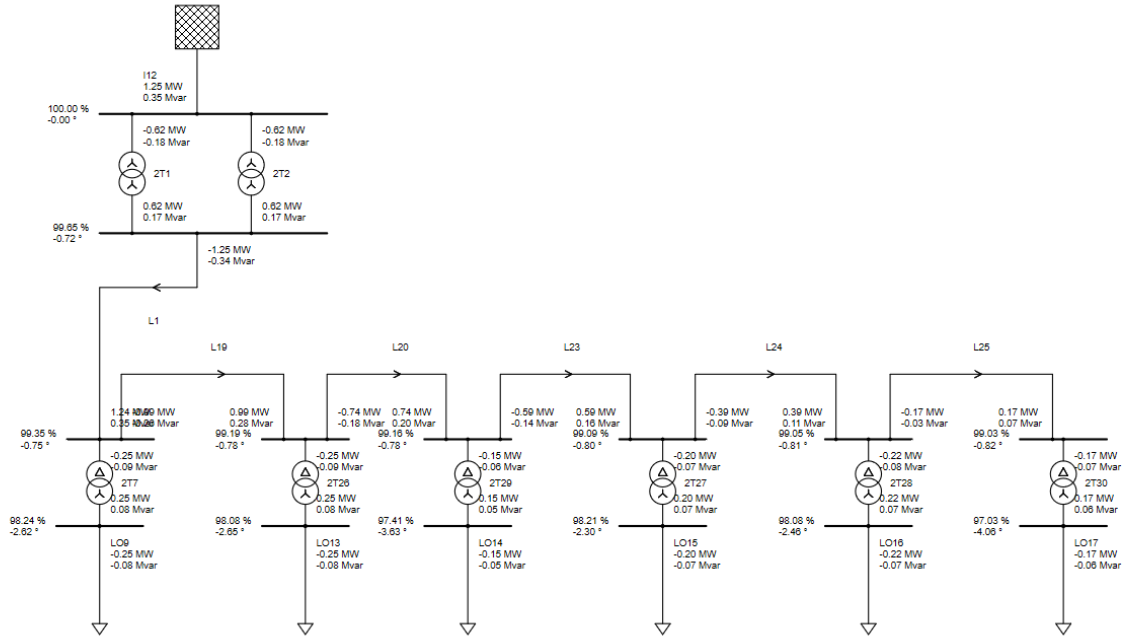
Formula za estimaciju gubitaka u transformatoru data je jednačinom (9), koja je takođe pokazana u radu [9]:

$$E_{LT} = \frac{LL \cdot T}{cos^2\varphi}\left(\frac{U_R}{U_L}\right)^2\left(\frac{P_{avg}}{TR}\right)^2\left(A + \frac{3 \cdot B}{P_{avg}}\right), \tag{9}$$

gdje su *LL* gubici pri nominalnoj snazi trafoa, U_R nominalni napon primara, a *TR* nominalni gubici transformatora u kVA.

3. SIMULACIJE I ANALIZE

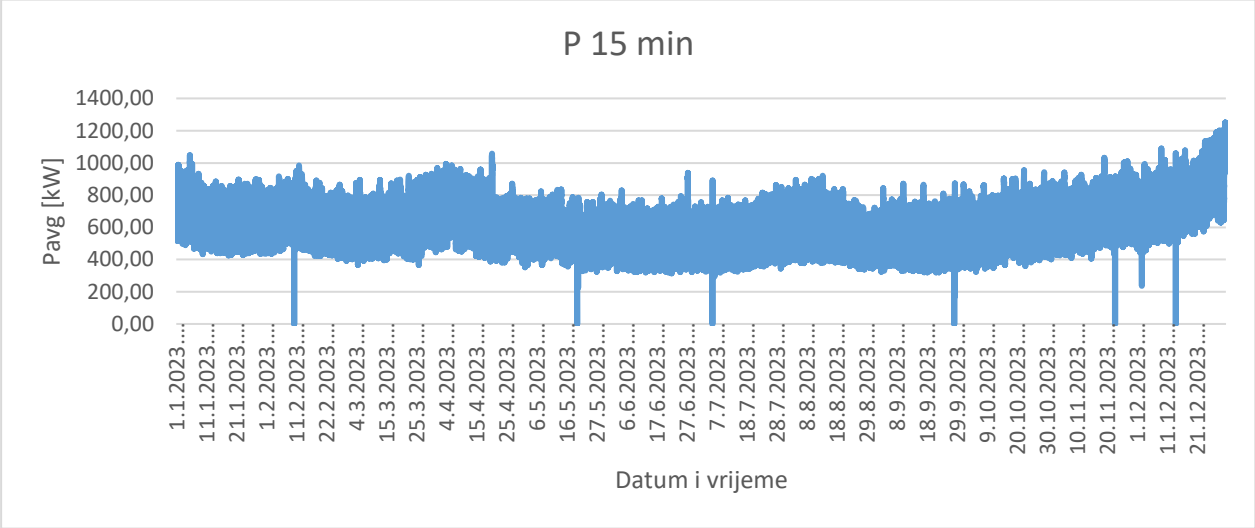
Kao primjer na kojem ćemo primijeniti prikazani metod proračuna uzet je 10 kV izvod Ibarac i Suho Polje iz TS 35/10 kV Rožaje. U pitanju je radijalni izvod sa sedam čvorova. Šema izvoda sa proračunom tokova snaga u PSS Sincalu data je na slici 1.



Slika 1. Šema izvoda Ibarac i Suho Polje

Simulacija je odrađena za maksimalno opterećenje od 1.25 MW od 31.12.2023. godine. Ovaj izvod je jako specifičan jer je relativno neopterećen (maksimalno relativno opterećenje od svega 41,3%), ne grana se, a trase vodova nisu dugačke. Iz simulacije u PSS Sincal-u očitani su gubici aktivne snage u vodovima od svega 8 kW, što je oko 0.64%, dok su gubici aktivne snage u transformatorima zanemarljivo mali. Koristeći ove podatke kao reference, na osnovu ranije navedene formule (8) možemo estimirati gubitke u vodovima. Rezultati estimacija dati su u nastavku. Pošto su aktivni gubici u transformatorima zanemarljivi, a svi podaci potrebni za estimaciju gubitaka u trafoima nisu bili dostupni, gubici u transformatorima neće biti razmatrani u ovom radu.

Na slici 2 data je kriva opterećenja izvoda za 2023. godinu. Kriva predstavlja petnaestominutna opterećenja. Pošto se izvod prostire gradskom i prigradskom zonom Rožaja, u pitanju je kriva opterećenja tipa domaćinstava.



Slika 2. Kriva petnaestominutnih opterećenja za 2023. godinu 10 kV izvoda Ibarac i Suho Polje

U tabeli 1 dati su rezultati proračuna aktivne snage na osnovu krive opterećenja date na slici 2.

Tabela 1: Prosječne mjesečne snage 10 kV izvoda Ibarac i Suho Polje

	Pavg [kW]
Jan	705.09
Feb	681.31
Mar	647.62
Apr	693.64
Maj	583.84
Jun	564.63
Jul	590.86
Avg	634.95
Sep	555.82
Okt	617.36
Nov	698.77
Dec	826.23

U tabeli 2, date su dužinske otpornosti vodova uzete iz kataloga i njihove dužine, kao i ukupna otpornost svih vodova u izvodu.

Tabela 2: Dužinske otpornosti vodova i ukupna otpornost vodova u 10 kV izvodu Ibarac i Suho Polje

Tip voda	Dužinska otpornost [Ω/km]	Dužina [km]	Ukupna otpornost [Ω]
PHP 84 150mm2	0.211	0.65	**0.90976**
PHP 84 150mm2	0.211	1	
PHP 84 150mm2	0.211	0.35	
PHP 84 150mm2	0.211	0.73	
XHP 48-A 95mm2	0.194	0.6	
PHP 84 150mm2	0.211	1.03	

Primjenjujući formulu (8), možemo dobiti estimaciju gubitaka u vodovima. Rezultati su prikazani u tabelama 3 i 4.

Tabela 3: Estimirani gubici u vodovima

Gubici [kWh]	
jan	4105.3700
feb	3463.0108
mar	3460.7798
apr	3845.4398
maj	2818.6994
jun	2551.9527
jul	2886.6675
avg	3331.7212
sep	2473.2478
okt	3154.5900
nov	3902.2804
dec	5631.7898

Tabela 4: Relativni estimirani gubici

Relativni gubici [%]	
jan	0.78%
feb	0.76%
mar	0.72%
apr	0.77%
maj	0.65%
jun	0.63%
jul	0.66%
avg	0.71%
sep	0.62%
okt	0.69%
nov	0.78%
dec	0.92%

Estimirane vrijednosti relativnih gubitaka su nešto veće od onih koje su dobijene simulacijom u PSS Sincal-u, ali u oba slučaja, gubici u vodovima su otprilike 2-3 puta manji od očekivanih, jer se u teoriji gubici u vodovima procjenjuju na oko 2-3%. To se može objasniti specifičnošću samog izvoda, koji je izvod u užem gradskom jezgru Rožaja i prigradskom naselju Suho Polje. Samim time što je izvod relativno neopterećen, te time što su dužine kablovskih vodova relativno male, može se očekivati i da gubici budu manji od onih koje predviđa teorija.

4. ZAKLJUČAK

Numeričke metode za estimaciju tehničkih gubitaka koje predstavljaju [5], [8] i [9] postavljaju se kao brz i računski nezahtjevan metod pod uslovom da nam je poznata kriva opterećenja. Kako se radovi [5] i [8] oslanjaju na mjerenja struje koja nisu podesna za naše potrebe, većinom se možemo osloniti na metodu predstavljenu u radu [9], čiji pristup više odgovara našim potrebama. Svrha ovog rada je služila kao kratki osvrt na istorijski razvoj statističkih metoda za estimaciju tehničkih gubitaka, kao i prikaz više metoda za različite potrebe koje mogu iskrsnuti u struci. Za neki od daljih radova ostavio bih poređenja u tačnosti između različitih metoda za slučajeve različitih kompleksnosti, kao i poređenje sa stvarnim stanjem ukoliko to bude bilo moguće.

5. LITERATURA

[1] Romero Agüero, "Improving the efficiency of power distribution systems through technical and non-technical losses reduction," *PES T&D 2012*, Orlando, FL, USA, 2012, pp. 1-8, doi: 10.1109/TDC.2012.6281652.

[2] F. H. Buller and C. A. Woodrow, Load factor equivalent hours values compared, Electr. World, Jul. 1928.

[3] C. A. Dortolina and R. Nadira, "The loss that is unknown is no loss at all: a top-down/bottom-up approach for estimating distribution losses," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 1119-1125, May 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.846104.

[4] H. Lasso, C. Ascanio and M. Guglia, "A Model for Calculating Technical Losses in the Secondary Energy Distribution Network," *2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America*, Caracas, Venezuela, 2006, pp. 1-6, doi: 10.1109/TDCLA.2006.311651.

[5] Jaya A. Keoliya, Prof. Mrs. G. A. Vaidya, 2013, Estimation Of Technical Losses In A Distribution System, INTERNATIONAL JOURNAL OF ENGINEERING RESEARCH & TECHNOLOGY (IJERT) Volume 02, Issue 06 (June 2013), pp. 1-8.

[6] M. W. Gustafson, J. S. Baylor and S. S. Mulnix, "The equivalent hours loss factor revisited (power systems)," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 4, pp. 1502-1508, Nov. 1988, doi: 10.1109/59.192959.

[7] H. F. Hoebel, "Cost of electic distribution losses," *Electr. Light and Power*, Mar. 1959.

[8] L. M. O. Queiroz, M. A. Roselli, C. Cavellucci and C. Lyra, "Energy Losses Estimation in Power Distribution Systems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 1879-1887, Nov. 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2188107.

[9] O. M. Mikic, "Variance-Based Energy Loss Computation in Low Voltage Distribution Networks," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 179-187, Feb. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2006.889143.

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R5-06

ODRŽIVO PLANIRANJE ENERGIJE: INTEGRACIJA OBNOVLJIVIH IZVORA U DISTRIBUTIVNE SISTEME KORIŠTENJEM FUZZY LOGIKE

SUSTAINABLE ENERGY PLANNING: A FUZZY LOGIC APPROACH TO INTEGRATING RENEWABLES IN DISTRIBUTION SYSTEMS

Nedis DAUTBAŠIĆ, Univerzitet u Sarajevu – Elektrotehnički fakultet, Bosna i Hercegovina
Faris LIKIĆ, Univerzitet u Sarajevu – Elektrotehnički fakultet, Bosna i Hercegovina
Maja MUFTIĆ DEDOVIĆ, Univerzitet u Sarajevu – Elektrotehnički fakultet, Bosna i Hercegovina
Adnan MUJEZINOVIĆ, Univerzitet u Sarajevu – Elektrotehnički fakultet, Bosna i Hercegovina
Ajdin ALIHODŽIĆ, Univerzitet u Sarajevu – Elektrotehnički fakultet, Bosna i Hercegovina
Adin MEMIĆ, Univerzitet u Sarajevu – Elektrotehnički fakultet, Bosna i Hercegovina

KRATAK SADRŽAJ

U ovom radu istaknut je značaj razvoja održivih strategija za integraciju obnovljivih izvora električne energije u distributivni sistem. Na odabranom primjeru distributivnog sistema date su konkretne smjernice za donošenje odluka u vezi s optimalnim planiranjem, dimenzioniranjem i praćenjem priključaka fotonaponskih elektrana, uz primjenu fuzzy logike kao ključnog alata za efikasno upravljanje integracijom obnovljivih izvora u distributivne sisteme. Također, rad pruža uvid u moguće izazove i prednosti primjene fuzzy logike u procesima odlučivanja, posebno u procjeni lokacije i snage fotonaponskih elektrana. Kriterij za određivanje snage fotonaponske elektrane u ovom radu je minimiziranje gubitaka, uz poštovanje propisanih uslova o dozvoljenim padovima napona u distributivnom sistemu.

Ključne riječi: distributivni sistem, fuzzy logika , fotonaponske elektrane, obnovljivi izvori električne energije

ABSTRACT

In this paper, the significance of developing sustainable strategies for integrating renewable sources of electrical energy into the distribution system is emphasized. On the selected example of the distribution system, specific guidelines are provided for decision-making regarding optimal planning, sizing, and monitoring of connections for photovoltaic power plants, with the application of fuzzy logic as a key tool for efficiently managing the integration of renewable sources into distribution systems. Additionally, the paper offers insight into potential challenges and advantages of employing fuzzy logic in decision-making processes, particularly in assessing the location and capacity of photovoltaic power plants. The criterion for determining the capacity of a photovoltaic power plant is the minimization of losses, while respecting prescribed conditions for permissible voltage drops in the distribution system.

Key words: distribution system, fuzzy logic, photovoltaic power plants, renewable sources

nd15231@etf.unsa.ba, farislikic01@gmail.com, mm14843@etf.unsa.ba, adnan.mujezinovic@etf.unsa.ba, aalihodzic1@etf.unsa.ba, amemic1@etf.unsa.ba

1. UVOD

Liberalizacija tržišta električne energije, uz rastuću zabrinutost zbog iscrpljivanja konvencionalnih energetskih izvora, rezultirala je porastom proizvodnje iz fotonaponskih sistema. Distribuirani generatori se povezuju na distributivnu ili niskonaponsku mrežu, a naponski nivo njihove integracije ovisi o instaliranoj snazi i lokaciji. Njihovo uključivanje u ove mreže od posebnog je značaja zbog promjena koje uvode u odnosu na tradicionalno organizovani sistem [1-3]. Sa aspekta stabilnosti elektroenergetskog sistema, ova tranzicija je posebno komplikovana jer klasični vid osiguravanja integriteta sistema i rotirajuće rezerve nije prisutan. Prisutnost

fotonaponskih sistema kao distribuiranih izvora energije mijenja dosadašnji karakter distributivne mreže, te ona postepeno postaje aktivna mreža u kojoj se mijenja smjer tokova snaga, ovisno o trenutnoj potrošnji i proizvodnji distribuiranih izvora. Osim toga, osnovni smisao distribuirane proizvodnje je lokalna potrošnja proizvedene energije, obzirom da bi se prijenosom te energije na veće udaljenosti samo povećali gubici u elektroenergetskom sistemu [4].
Odabir odgovarajuće lokacije i snage fotonaponskih sistema ključan je za efikasnu proizvodnju električne energije korištenjem solarnog zračenja. Iako tehnologija fotonaponskih sistema teoretski omogućuje neograničeno iskorištavanje solarnog zračenja, njihova praktična primjena ograničena je nekoliko faktora okoline, pri čemu je nepredvidljivost solarnog zračenja jedan od najznačajnijih. Prilikom odabira snage fotonaponskog sistema, bitno je uzeti u obzir energetske potrebe korisnika te dostupnu količinu sunčeve svjetlosti na odabranoj lokaciji. Stoga, postizanje optimalne proizvodnje električne energije zahtijeva pronalaženje balansa između snage fotonaponskog sistema i troškova instalacije. Ovakav pristup osigurava maksimalno iskorištavanje solarnog potencijala uz optimalno korištenje resursa [5-7].

Uvodeći se u problematiku integracije fotonaponskih sistema u elektroenergetsku mrežu, istražuje se kako njihovo priključenje utiče na elektroenergetsku mrežu, posebno u pogledu naponskih prilika, tokova snaga i gubitaka aktivne snage. Korištenjem odgovarajućih naprednih tehnika i softverskih alata omogućeno je detaljno istraživanje i simuliranje dinamike elektroenergetskog sistema pod utjecajem fotonaponskih sistema. Pri tome, moguće je odabrati optimalnu lokaciju za integraciju fotonaponskih sistema što doprinosi optimalnoj efikasnosti i stabilnosti elektroenergetskog sistema. Ovakva analiza nužna je za bolje razumijevanje implikacija povećanog udjela obnovljivih izvora energije na funkcionalnost i pouzdanost elektroenergetske infrastrukture u urbanim sredinama [8-10].

Fuzzy logika je grana matematike koja omogućava rješavanje problema koji su teško definirani ili imaju nesigurne parametre. U kontekstu fotonaponskih sistema, fuzzy logika može biti korisna za upravljanje i kontrolu sistema koji su podložni promjenama i varijacijama u okolišnim uvjetima. Primjena fuzzy logike u fotonaponskim sistemima može uključivati optimizaciju performansi sistema, upravljanje promjenjivim uvjetima osvjetljenja ili temperature, poboljšanje praćenja maksimalne snage u uslovima promjenjive insolacije kao i odabir same lokacije fotonaponske elektrane. U ovom radu lokacija fotonaposnke elektrane u realnom distributivnom sistemu je odabrana korištenem fuzzy logike zbog fleksibilnost ove tehnike u samom procesu odlučivanja s obzirom na složene faktore koji imaju utjecaj na njenu lokaciju i snagu [11-13].

2. STUDIJA SLUČJA: INTEGRIRANI PRISTUP MODELIRANJA

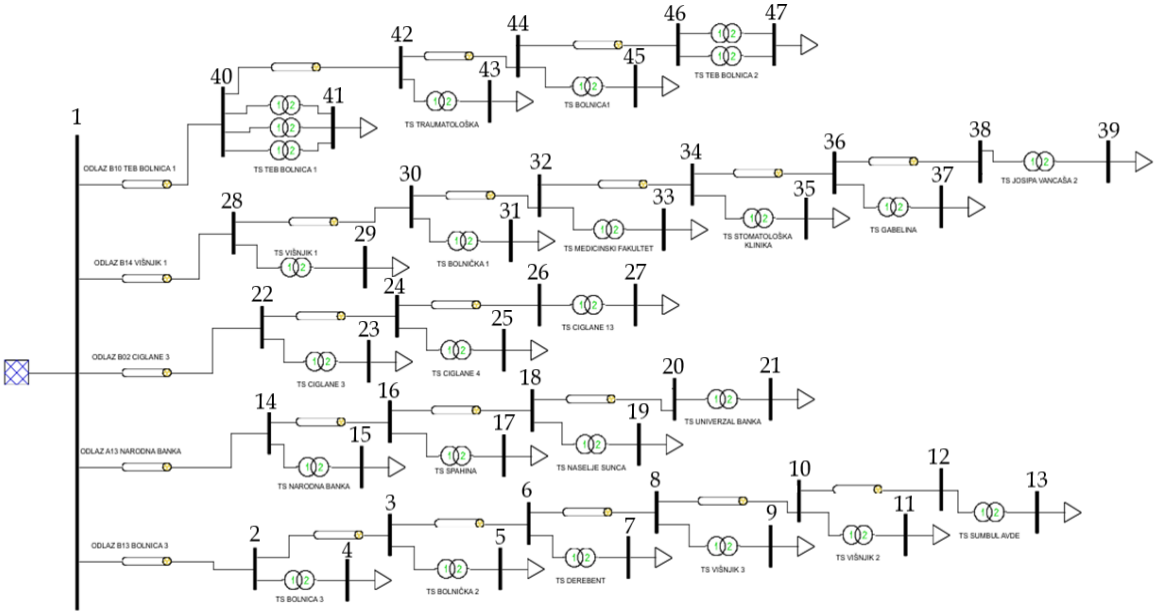
Zbog specifičnosti fotonaponskih elektrana kada su u paralelnom radu s distributivnom mrežom, neophodno je zadovoljiti određene uslove priključenja kako bi se osigurala stabilnost i efikasnost elektroenergetskog sistema. Rad fotonaponskih elektrana može imati značajan uticaj na distributivnu mrežu, što se manifestuje kroz varijacije parametara kvalitete električne energije, naponskih prilika, tokova snaga, zaštite distributivne mreže, gubitaka aktivne snage i slično. Ključni faktor priključenja ovakvih postrojenja visokih snaga jeste kontrola povećanja napona na tački priključenja na distributivnu mrežu. S obzirom na raznolike uticaje, proces planiranja priključenja fotonaponskih elektrana zahtijeva detaljne proračune kako bi se ocijenila mogućnost ili nemogućnost priključenja na određeni čvor distributivne mreže. Ovi proračuni su od suštinskog značaja za osiguranje stabilnosti i pouzdanosti elektroenergetskog sistema prilikom integracije fotonaponskih elektrana [14-15].

Operator distributivnog sistema je dužan izvršiti analizu i definisati uslove priključenja distribuiranog generatora na distributivni sistem u skladu sa važećim zakonskim, regulatornim i tehničkim propisima. Analiza podrazumijeva proračune tokova snaga za različite režime opterećenja i faktora snaga na području gdje se elektrana priključuje, proračun naponskih prilika, gubitaka električne snage i kratkih spojeva. U toku provođenja analize, Operator distributivnog sistema je dužan odrediti uticaj priključenja distribuiranog generatora na mrežu. Osnovni zahtjev pri projektovanju i priključenju distribuiranih generatora je da se priključenjem generatora ne snižava kvalitet električne energije u elektrodistributivnom sistemu. U skladu s tim, definisani su kriteriji koji se odnose na dozvoljenu promjenu napona u zavisnosti od naponskog nivoa na mjestu priključenja i dozvoljene snage generatora, kao i pojave harmonika i flikera [16].

2.1 Analizirani dio elektroenergetskog sistema grada Sarajeva

Na Slici 1. prikazan je dio 10 kV elektroenergetskog sistema grada Sarajeva za koji će biti analiziran priključak fotonaponske elektrane i riječ je o kablovskoj mreži. Ukupan broj sabirnica je 47, broj vodova je 23. Također, ovaj dio sistema sadrži jedan generator, 23 potrošača, te 26 transformatora koji imaju prijenosni odnos 10/0.4 kV/kV, budući da je ovo dio izgrađenog distributivnog sistema. Analizirana mreža je modelirana u PSAT

toolbox-u i dati model je korišten pri određivanju optimalne snage fotonaposnke elektrane na odabranoj lokaciji na osnovu uticaja priključenja fotonaponske elektrane različite snage na ukupne gubitke u analiziranom dijelu sistema uz zadovoljavanje dozvoljenog naponskog odstupanja (± 10 %). Prosječna godišnja potrošnja energije u razmatranom dijelu elektroenergetskog sistema grada Sarajeva iznosi 13990 MWh, dok je maksimalna snaga na nivou jednog sata iznosila 3.45 MW a minimalna snaga na nivou jednog sata je iznosila 0.72 MW.



Slika 1.Dio 10 kV elektroenergetskog sistema grada Sarajeva

2.2 Odabir lokacije fotonaponske elektrane korištenjem fuzzy logike

Na odabranom dijelu 10 kV elektroenergetskog sistema grada Sarajeva izvršena je analiza priključka fotonaponske elektrane sa aspekta gubitaka i naponskih prilika. Korištenjem odgovarajućih softverskih alata napravljen je model mreže i izvršena procjena optimalne lokacije priključka fotonaponske elektrane i njene snage. Procjena optimalne lokacije urađena je korištenjem fuzzy logike. Kriterij za odlučivanje su bili ukupni gubici u sistemu uz zadovoljenje propisanih uslova o dozvoljenim padovima napona (± 10 %).

Za procjenu optimalne lokacije solarne elektrane definisano je ukupno sedam ulaznih parametara. Za svaki parametar definisane su varijable i funkcije. Također, definisan je jedan izlaz koji se odnosi na procjenu lokacije. U Tabeli 1. su date vrijednosti varijabli za ulazne parametre i definisan je njihov opseg.

Tabela 1. Parametri korišteni u modelu fuzzy sistema zaključivanja

Parametar	Tip varijable	Lingvističke varijable					Opseg
		1	2	3	4	5	
Potencijal sunca	Ulaz	Veoma nizak	Nizak	Srednji	Visok	Veoma visok	0-1
Pristupačnost lokacije	Ulaz	Teško	Srednje	Lahko			0-1
Nadmorska visina	Ulaz	Veoma mala	Mala	Srednja	Visoka	Vrlo visoka	300-900 m
Veličina elektrane	Ulaz	Veoma mala	Mala	Srednja	Velika	Veoma velika	0-1
Telekomunika-cioni uslovi	Ulaz	Dobri	Srednji	Loši			0-1
Kulturni i ekološki uslovi	Ulaz	Dobri	Srednji	Loši			0-1
Potrošnja	Ulaz	Velika	Srednja	Mala			0-1

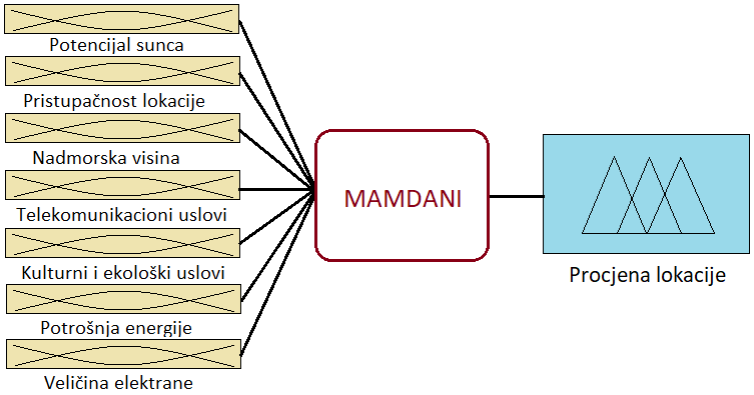
energije							
Procjena lokacije	Izlaz	Veoma loša	Loša	Zadovolja-vajuća	Dobra	Veoma dobra	0-1

Svaki od ulaznih parametra je definisan posebno. U Tabeli 2. su date funkcije korištene za definisanje ulaznih i izlazne varijable u fuzzy sistemu. Odabir određenih funkcija pri definiranju varijabli u fuzzy sistemu je izvršen u skladu sa adekvatnim modeliranjem varijabli s ciljem smanjenja složenosti sistema i povećanja interpretabilnosti rezultata.

Tabela 2. Korištene funkcije za definisanje varijabli u fuzzy sistemu

Parametar	Tip varijable	Funkcija
Potencijal sunca	Ulaz	Trimf
Pristupačnost lokacije	Ulaz	Trapmf
Nadmorska visina	Ulaz	Trimf
Veličina elektrane	Ulaz	Trimf
Telekomunikacioni uslovi	Ulaz	Pimf
Kulturni i ekološki uslovi	Ulaz	Trimf
Potrošnja energije	Ulaz	Gbellmf
Procjena lokacije	Izlaz	Trimf

Za procjenu lokacije fotonaponske elektrane korišten je mamdani sistem zaključivanja. Definisano je ukupno 150 pravila. Prilikom definisanja pravila korištene su sve dostupne mogućnosti u fuzzy sistemu zaključivanja, i to naredbe, if, or i not. Lingvističke varijable se vezuju različitim lokičkim operatorima, te se na osnovu njihovih kombinacija dobiju odgovarajuća pravila. Na osnovu ovih pravila i različitih vrijednosti uzlaznih parametara, dobije se parametar koji predstavlja vrijednost koja opisuje koliko je lokacija pogodna za izgradnju fotonaponske elektrane. Na slici 2. prikazan je fuzzy model korišten za procjenu lokacije.



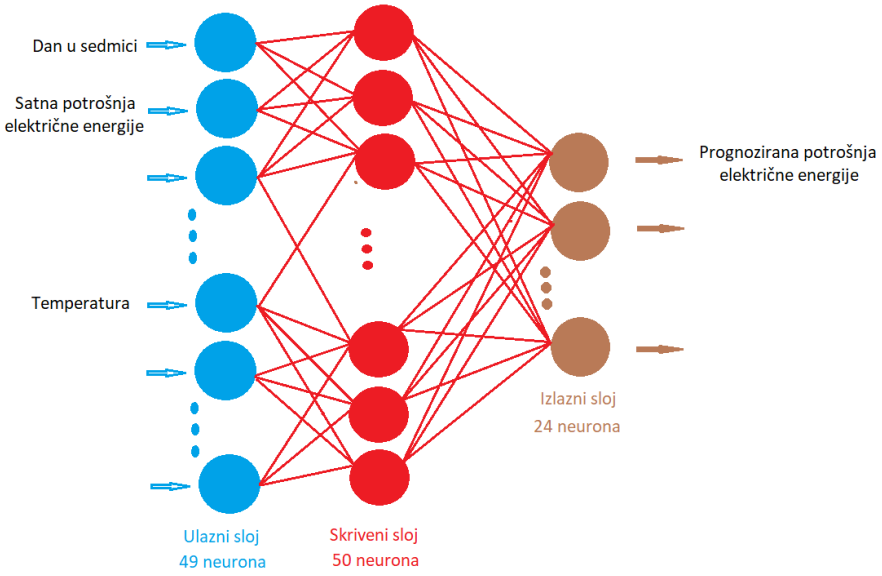
Slika 2. Fuzzy model za procjenu lokacije

2.3 Predviđanje potrošnje električne energije korištenjem neuralnih mreža

Predviđanje potrošnje električne energije korištenjem neuralnih mreža je pristup koji koristi kompleksne neuronske mreže kako bi analizirao i modelirao obrasce potrošnje električne energije na temelju dostupnih podataka. Ova tehnika omogućava predviđanje budućih potrošačkih zahtjeva s visokom preciznošću, što je ključno za efikasno planiranje i upravljanje elektroenergetskim sistemima. S ciljem preciznog određivanja gubitaka u analiziranoj mreži nakon priključenja fotonaponske elektrane razvijen je model za satno predviđanje potrošnje energije za analizirani dio elektrodistributivne mreže Sarajevo u naredne četiri godine. Model je baziran na korištenju neuralnih mreža, a temelji se na obuhvatnim podacima o satnoj potrošnji električne energije i temperature po danima za prethodnih 10 godina. Korištenjem ovih podataka, model je treniran kako bi

identificirao složene obrasce i trendove u potrošnji električne energije s ciljem preciznog predviđanja budućih satnih potrošačkih zahtjeva [17].

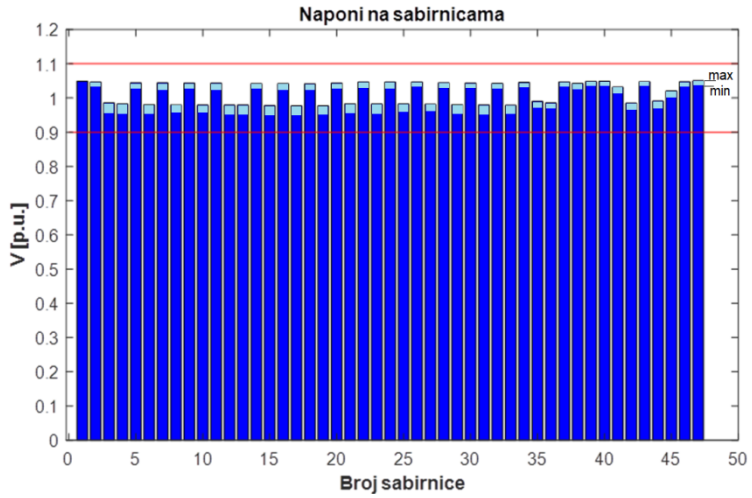
Na slici 3. je prikazan model za satno prognoziranje potrošnje električne energije korištenjem neuralnih mreža. Prikazani model ima 49 ulaznih neurona, prvi neuron predstavlja dan u sedmici, zatim 24 neurona predstavljaju potrošnju električne energije po satima i 24 neurona koji predstavljaju zabilježenu temperaturu po satima. Dalje, prikazani model ima 24 izlazna neurona koji predstavljaju prognozu potrošnje električne energije po satima. Broj neurona u ulaznom i izlaznom sloju je fiksan i temelji se na izboru ulaznih i izlaznih podataka. Broj neurona u skrivenom sloju određen je prema ranije predloženim pravilima, a treniranje mreže vršilo se postupno počevši s manjim brojem neurona, pa sve do konačnog određivanja broja neurona. Mreža je trenirana s raznim brojem neurona skrivenog sloja, a pokazalo se da u skrivenom sloju ne smije biti manje od 30 neurona niti više od 100 neurona, jer se drastično povećava pogreška. Shodno tome, došlo se do odgovarajućeg broja neurona u skrivenom sloju za kojeg je odlučeno da bude 50 neurona, a koji se temelji na vremenu i rezultatima treniranja. Na osnovu prognoziranog dana vršila se dalja prognoza za sljedeći dan. Temperatura u ovom modelu bila je određivana aproksimativno na osnovu dostupnih podataka. U modelu je korištena funkcija tansig, a pogreška prognoziranja je iznosila 4,24 %.



Slika 3. Model za prognoziranje potrošnje električne energije

3. DISKUSIJA REZULTATA

Nakon definiranja modela u fuzzy sistemu i određivanja pravila za procjenu optimalne lokacije fotonaponske elektrane, koristeći unesene ulazne parametre, provedena je analiza radi odabira najpogodnije lokacije za fotonaponsku elektranu. Svaka od sabirnica je testirana u fuzzy toolboxu i sabirnice koje su se pokazale kao najpovoljnije za potencijalnu izgradnju fotonaponskog elektrane su sabirnica 32 sa faktorom 0,82 i sabirnica 10 sa faktorom 0,80. Ove dvije potencijalne lokacije predstavljaju početnu tačku i ulaz u sistem za proračun naponskih prilika i tokova snaga korištenjem modela u PSAT-u uz podatke o predviđenoj potrošnji. Na Slici 4. su prikazani opsezi vrijednosti napona po sabirnicama u posmatranom dijelu sistema elektrodistributivne mreže Sarajevo u razmatranom periodu.



Slika 4. Dijagram napona na sabirnicama u normalnom režimu rada

Sa Slike 4. je moguće uočiti da su naponi svih sabirnica u analiziranom dijelu sistema unutar dozvoljenih granica naponskog odstupanja u svakom trenutku u razmatranom periodu (± 10 %). Također, uočljivo je da je maksimalna promjena napona na nekoj sabirnici oko 3 %, kao i da je najniža vrijednost napona na nekoj sabirnici u bilo kojem trenutku razmatranog perioda 0.958 pu.

U Tabeli 3. je prikazan uticaj priključenja fotonaponske elektrane na sabirnicu pod rednim brojem 32 u analiziranom sistemu. Analiziran je uticaj priključenja fotonaponske elektrane različite snage (50-700 kW sa korakom od 50 kW) na ukupne gubitke u analiziranom dijelu sistema. U tabeli su dati ukupni godišnji gubici energije za razmatrane slučajeve. Iz datih rezultat uočljivo je da optimalna snaga fotonaponske elektrane za odabranu lokaciju je 200 kW, pri kojoj gubici električne energije za četiri godine u analiziranom dijelu elektroenergetskog sistema iznose 2725.7 MWh.

Tabela 3. Gubici energije za slučaj priključenja fotonaponske elektrane na sabirnicu 32

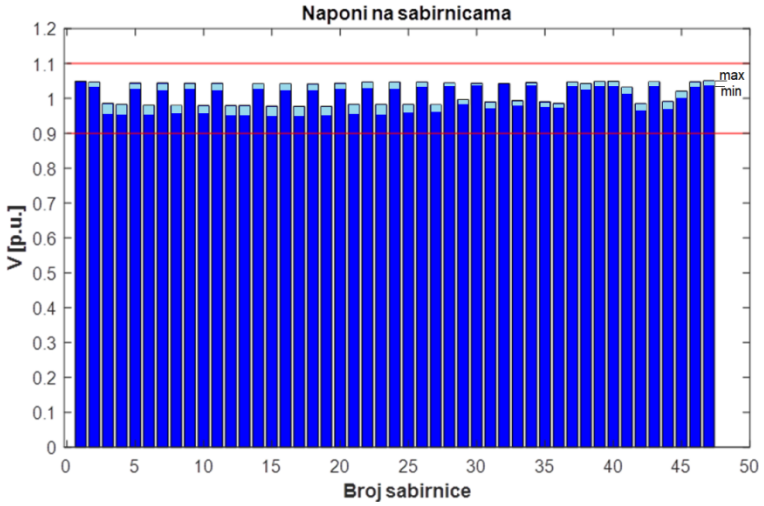
Snaga fotonaponske elektrane [kW]	Gubici električne energije u prvoj godini [MWh]	Gubici električne energije u drugoj godini [MWh]	Gubici električne energije u trećoj godini [MWh]	Gubici električne energije u četvrtoj godini [MWh]
50	694,5	699,7	702,1	705,8
100	687,2	691,5	693,5	697,5
150	682,1	679,2	684,1	687,2
200	687,2	683,1	676,3	679,1
250	701,4	695,2	687,7	684,4
300	712,2	704,4	699,1	698,2
350	721,2	713,2	708,4	700,4
400	732,3	724,2	725,7	711,3
450	745,5	736,1	729,3	721,4
500	752,6	743,3	739,4	726,4
550	768,1	755,6	750,5	742,3
600	788,4	777,1	770,1	757,9
650	800,3	789,5	784,2	772,1
700	823,2	811,3	796,5	789,3

U Tabeli 4. je prikazan uticaj priključenja fotonaponske elektrane na sabirnicu pod rednim brojem 10 u analiziranom sistemu. Analiziran je uticaj priključenja fotonaponske elektrane različite snage (50-700 kW sa korakom od 50 kW) na ukupne gubitke u analiziranom dijelu sistema. U tabeli su dati ukupni godišnji gubici energije za razmatrane slučajeve. Iz datih rezultat uočljivo je da optimalna snaga fotonaponske elektrane za odabranu lokaciju je 250 kW, pri kojoj gubici električne energije za četiri godine u analiziranom dijelu elektroenergetskog sistema iznose 2829.1 MWh.

Tabela 4. Gubici energije za slučaj priključenja fotonaponske elektrane na sabirnicu 10

Snaga fotonaponske elektrane [kW]	Gubici električne energije u prvoj godini [MWh]	Gubici električne energije u drugoj godini [MWh]	Gubici električne energije u trećoj godini [MWh]	Gubici električne energije u četvrtoj godini [MWh]
50	724,5	731,7	737,3	745,8
100	718,0	721,5	728,8	732,1
150	712,1	716,1	721,2	725,5
200	709,2	711,1	715,5	718,8
250	706,1	704,2	707,7	711,1
300	714,1	707,4	705,1	709,6
350	733,8	728,7	731,5	734,7
400	742,7	741,2	737,8	739,3
450	756,6	747,7	745,2	744,2
500	771,6	763,3	762,6	755,7
550	789,1	780,6	773,6	768,8
600	808,4	799,1	792,6	781,1
650	824,4	811,5	803,2	797,3
700	841,9	832,3	725,5	719,3

Na osnovu testirane dvije lokacije i to priključenje fotonaponske elektrane na sabirnicu 32 i priključenje fotonaponske elektrane na sabirnicu 10 različitih snaga uočljivo je da je najbolji slučaj priključenje fotonaponske elektrane snage 200 kW na sabirnicu 32. Na Slici 5. su prikazani opsezi vrijednosti napona po sabirnicama u posmatranom dijelu sistema elektrodistributivne mreže Sarajevo u razmatranom periodu nakon priključenja elektrane snage 200 kW na sabirnicu 32. Sa slike je uočljivo popravljanje naponskih prilika na sabirnici 32 i na sabirnicama koje su vezane za odlaz B14 Višnjik 1.



Slika 5. Dijagram napona na sabirnicama nakon priključenja fotonaponske elektrane snage 200 kW na sabirnicu 32

4. ZAKLJUČAK

Integracija fotonaponskih elektrana u elektrodistributivnu mrežu transformiše pasivnu u aktivnu mrežu. Ovaj proces značajno utiče na dinamiku i performanse elektrodistributivne mreže, posebno u pogledu tokova snaga, naponskih prilika i gubitaka snage. Učinak priključenog fotonaponskog generatora varira ovisno o njegovoj snazi i lokaciji priključka, a ključno je osigurati da priključak ne narušava stabilnost mreže i kvalitet opskrbe potrošača. Analizirajući dvije odabrane lokacije u stvarnoj elektrodistribucijskoj mreži grada Sarajeva, koristeći fuzzy model odlučivanja, u radu je predstavljen utjecaj integracije fotonaponske elektrane na mrežu. Fuzzy model, sastavljen od sedam ulaznih parametara i 150 pravila odlučivanja, temeljio se na Mamdanijevom sistemu zaključivanja. Integracija fotonaponskih elektrana odgovarajuće snage na pojedine sabirnice rezultirala je poboljšanjem naponskih prilika i smanjenjem ukupnih gubitaka u mreži. U radu je identifikovan optimalni priključak za fotonaponsku elektranu snage 200 kW na sabirnicu 32. Rezultati sprovedene analize također

ukazuju na važnost pravilnog dimenzioniranja snage fotonaponskog sustava, budući da prevelika snaga može dovesti do povećanja gubitaka u mreži.

LITERATURA

[1] Publication Office of the European Union, Energy 2020, A Strategy for Competitive, Sustainable and Secure Energy, Luxemburg, 2011.

[2] K. Bódis, I. Kougias, N. Taylor, A. Jäger-Waldau, Solar Photovoltaic Electricity Generation: A Lifeline for the European Coal Regions in Transition, Sustainability, 11, 3703, 2019.

[3] N. Dautbašić, F. Likić, A. Mujezinović, I. Turković, M. Muftić Dedović, A. Alihodžić, Selection of Location and Power of Photovoltaic Plant in Distribution Network using Fuzzy Logic, - XXIX International Conference on Information, Communication and Automation Technologies (ICAT), 2023.

[4] G. M. Masters, Renewable and Efficient Electric Power Systems, New Jersey, USA, 2004.

[5] S. Samanta, S. Das, A. Chakrabarti, Optimal Sizing of Stand-Alone Solar Photovoltaic System using Fuzzy Logic, Sustainability, 12, 2233, 2022.

[6] D. A. Monaaf, S. D. G. Al-falahi, H. E. Jayasinghe, A review on recent size optimization methodologies for standalone solar and wind hybrid renewable energy system, Energy Convers. Manag., 143, 252–274, 2017.

[7] R. Ayop, N. M. Isa, C. W. Tan, Components sizing of photovoltaic stand-alone system based on loss of power supply probability, Renew. Sustain. Energy Rev., 81, 2731–2743, 2018.

[8] J. Bloem, Distributed Generation and Renewables – Integration and Interconnection, Copper Development Association Institution of Engineering and Technology Endorsed Training Provider, 2007.

[9] P. Denholm, R. Margolis, Impacts of High Penetration PV on the Electric Grid, IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2011.

[10] J. Li, J. Lin, N. Wu, S. Xie, C. Meng, Y. Zheng, X. Wang, Y. Zhao, Reviewand outlook on the international renewable energy development, Energy and Built Environment, 2020.

[11] Z. Aljičević, A. Kostić, N. Dautbašić, G. Karli, Model of fuzzy logic for selection infrastructural investment project of wind farm locations, 27 Th DAAAM International Symposium on Intelligent Manufacturing and Automation, 2016.

[12] P. Kaushal, A. Chandra, Fuzzy logic-based approach for site selection of solar power plant, Energy Reports, 2017.

[13] H. M. Abduljabbar, N. N. Abduljabbar, M. T. Chaichan, S. M. Al-Jibouri, Fuzzy logic-based multi-criteria decision-making approach for optimal site selection of photovoltaic plants, Renewable Energy, 2019.

[14] Javno preduzeće Elektroprivreda Bosne i Hercegovine, Tehnička preporuka za priključenje i pogon distribuiranih generatora, Izdanje br. 3, Sarajevo.

[15] F. Pintaric, Analiza isplativosti ugradnje fotonaponskih sustava, Sveučilište Josipa Jurja Strossmayera u Osijeku, 2019.

[16] O. U. Rehman, "Impact of High Solar Photovoltaic Penetration onPower System Operations," PhD Thesis, COMSATS University Islamabad, Pakistan, 2022.

[17] M. Muftić Dedović, N. Dautbašić, A. Mujezinović, "Application of artificial neural network and empirical mode decomposition for predications of hourly values of active power consumption," Advanced Technologies, Systems, and Applications III: Proceedings of the International Symposium on Innovative and Interdisciplinary Applications of Advanced Technologies (IAT), 1, 2019.

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R5-07

PREDVIĐANJE POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PODRUČJU DIJELA REGIONA 3

PREDICTION OF ELECTRICITY CONSUMPTION FOR A PART OF THE REGION 3

Milica JOVANOVIĆ, CEDIS, Crna Gora
Dražen JOVANOVIĆ, CEDIS, Crna Gora

KRATAK SADRŽAJ

Dugoročno predviđanje potrošnje električne energije predstavlja osnov za planiranje i izgradnju novih proizvodnih kapaciteta i novih elemenata prenosne i distributivne mreže. Predviđanje se zasniva na analizi potrošnje i opterećenja u prošlosti, a cilj je odrediti analitičku funkciju koja najbolje opisuje zakonitost promjene. Brojni su faktori koji utiču na promjene potreba konzuma za električnom energijom. To su prije svega demografski trendovi, rast bruto domaćeg proizvoda, razvoj i struktura privrede, mogućnost korišćenja drugih energenata kao što su nafta i gas, globalni poremećaji na tržištima energenata i slično. Takođe, mora se uzeti u obzir i to da se karakteristike potrošača međusobno značajno razlikuju, te se prilikom analize oni moraju razdvojiti po kategorijama potrošnje (domaćinstva, industrija i slično).
U ovom radu biće izvršena analiza i predviđanje potrošnje električne energije na području dijela Regiona 3 distributivne mreže Crne Gore, a u tu svrhu biće korištena linearna regresiona funkcija.

Ključne riječi: predviđanje, potrošnja električne energije, regresiona funkcija

ABSTRACT

Long-term forecasting of electricity consumption is the basis for planning and building new production capacities and new elements of the transmission and distribution network. Forecasting is based on the analysis of consumption and load in the past, and the goal is to determine the analytical function that best describes the regularity of changes. There are numerous factors that influence changes in the needs of consumers for electricity. These are primarily demographic trends, growth of the gross domestic product, development and structure of the economy, the possibility of using other energy sources such as oil and gas, global disruptions in energy markets and the like. Also, it must be taken into account that the characteristics of consumers are significantly different from each other, and during the analysis they must be separated by categories of consumption (household, industry, etc.). In this paper, the analysis and forecasting of electricity consumption for a part of the Region 3, Montenegro, will be carried out, and for this purpose a linear regression function will be used.

Key words: forecasting, electricity consumption, regression function

milica.jovanovic@cedis.me
drazen.jovanovic@cedis.me

1. UVOD

Zbog ograničenih skladišnih kapaciteta, električna energija je proizvod koji se troši u trenutku proizvodnje i proizvodi u skladu sa potrebama potrošača. Zato je za planiranje proizvodnje i upravljanje elementima sistema neophodno prvo napraviti procjenu buduće potražnje za električnom energijom. Procjena potrošnje se u zavisnosti od različitih potreba može vršiti na duže i kraće vremenske periode. U ovom radu biće izvršeno srednjeročno predviđanje potrošnje i to na osnovu modela višestruke linearne regresije. Za primjer biće uzet dio sjeveroistočnog područja Crne Gore koji obuhvata opštinu Berane, Andrijevica, Plav, Gusinje i Petnjica.
U drugom poglavlju biće rečeno nešto više o samom modelu višestruke linearne regresije na osnovu kojeg se vrši procjena i o faktorima koji utiču na promjenu utrošene električne energije. Biće razmotreni faktori promjene broja potrošača, promjene srednje mjesečne temperature i promjene vrijednosti bruto društvenog proizvod. Ove faktore takođe prvo treba estimirati za budući period, a zatim iskoristiti u modelu linearne regresije.

Rezultati predviđanja biće prikazanu u trećem poglavlju. Kako bi se izvršilo predviđanje, potrebno je prvo formirati analičku funkciju na osnovu poznatih podataka iz prethodnog perioda. Analitička fukcija će biti formirana na osnovu podataka iz perioda od 2016-2020. godine. Njena efikasnost biće testirana na podacima iz perioda od 2021. do 2023. godine koji su nam takođe poznati. Na kraju, biće prikazana i estimacija potrošnje za period od 2024. do 2026. godine i to za dva slučaja – kada se pretpostavi da će temperature vazduha za budući period biti umjereno tople i veoma tople.
Na kraju će biti izložen zaključak o uspješnosti predviđanja.

2. PREDVIĐANJE POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Iskustvo je pokazalo da su potrebe potrošača za električnom energijom na određenom urbanom području predvidljiv parametar sistema. One međutim zavise od čitavog niza uticajnih faktora kao što su potrošnja električne energije u prošlosti, raseljavanje stanovništva, ekonomske i socijalne prilike, klimatske prilike, potrošnja ostalih vrsta energije itd. Kako su ovi faktori sami po sebi dosta zavisni od niza promjenjivih slučajnog karaktera, tako je i svako predviđanje potrošnje električne energije u budućnosti dosta neizvjesno. [1]
Predviđanje potrošnje je sastavni dio planiranja razvoja elektroenergetskih sistema i ima za cilj da obezbijedi pouzdano snabdijevanje električnom energijom i smanji operativne troškove. Za velike elektroenergetske kompanije, informacija o potrošnji električne energije u budućnosti predstavlja ulazni parametar za donošenje važnih poslovnih odluka kao što je kupovina energije, planiranje prenosa i distribucije, operativne odluke i održavanje elemenata sistema, menadžment potražnje za električnom energijom, finansijsko planiranje i slično. Svaka od ovih stavki zahtijeva predviđanje za različit vremenski period.
Obično se posmatraju sljedeće kategorije predviđanja za različite vremenske periode:

- predviđanje potrošnje električne energije u veoma kratkom vremenskom periodu. Kod ovog modela se potrošnja energije u neposrednoj budućnosti može predvidjeti na osnovu zabilježenih mjerenja u neposrednoj prošlosti.
- kratkoročno predviđanje potrošnje električne energije. U ovom modelu ključnu ulogu igraju promjene klimatskih prilika.
- srednjeročno predviđanje potrošnje električne energije. Ovaj model ima vremenski opseg od jednog mjeseca do pet godina sa diskretizacijom na nedeljnom ili mjesečnom nivou. Koristi se u izradi mjesečnih i godišnjih bilansa, izradi planova rasporeda remonta elemenata sistema, punjenje i pražnjenje akumulacije u hidroelektranama, razmjene garantovanih količina energije, nabavke goriva, studije sigurnosti, ekonomske analize poslovanja itd. Za ovakav tip predviđanja vremenske prilike ne mogu biti precizno određenje, pa se koriste različiti simulacioni koncepti i uzima se u obzir zabilježeno ponašanje vremenskih promjenjivih u određenom regionu. Takođe, potrebno je uzeti u obzir i ponašanje ekonomskih faktora koje je takođe moguće predvidjeti. U radu će upravo biti iskorišten model srednjeročnog predviđanja potrošnje.
- dugoročno predviđanje potrošnje. Vremenski horizont ovog modela ide od 5 do 30 godina sa godišnjom ili rjeđe mjesečnom diskretizacijom, a primjenu nalazi najčešće kod dugoročnog planiranja investicija, izgradnje novih proizvodnih i prenosnih kapaciteta ili proširenja postojećih. [1] [2]

2.1 Model višestruke linearne regresije

Linearna regresija je ekstrapolacioni metod predviđanja, što znači da se ovaj model u predviđanju budućih parametara oslanja isključivo na njihove vrijednosti iz prošlosti. Različitim matematičkim postupcima dobija se analitička funkcija pomoću koje se mogu opisati zakonitosti promjene zavisne promjenjive.
Ukoliko želimo prikazati uticaj više parametara na buduću potrošnju električne energije to možemo učiniti korišćenjem višestruke linearne regresije. Odnos zavisne promjenjive i više nezavisnih promjenjivih može se opisati sljedećom linearnom jednačinom višeg reda:

$$y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \cdots + \beta_k X_k + \varepsilon \,, \tag{1}$$

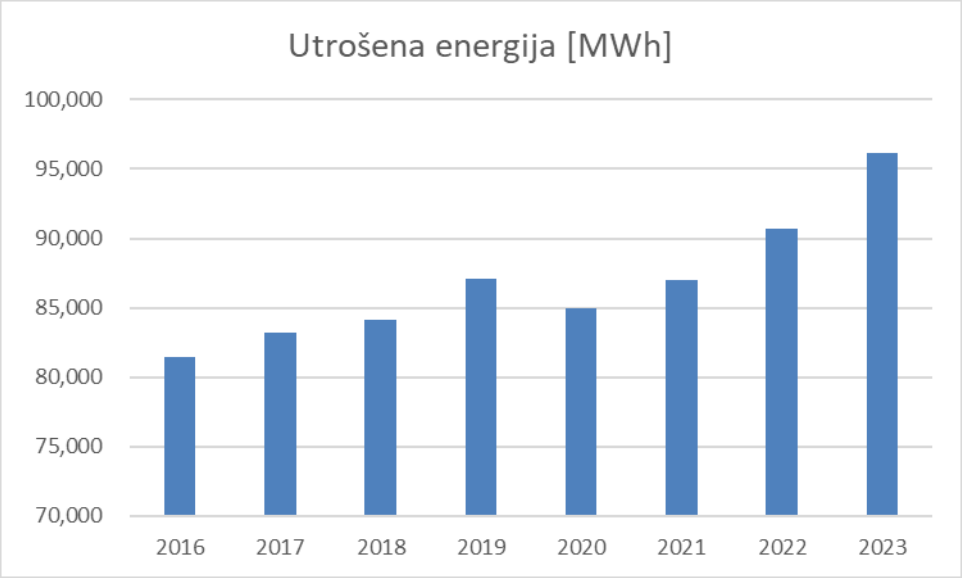
gdje je y zavisna promjenjiva, $\beta_0,\ \beta_1, \ldots\ \beta_k$ su regresioni koeficijenti, $X_0,\ X_1, \ldots\ X_k$ nezavisne promjenjive, a ε je element greške. [3]
U ovom radu iskoristena je podrška koju za analizu podataka nudi *Microsoft Excel* kroz *Data Analysis ToolPak.*

2.2 Analiza parametara

Podaci o preuzetoj energiji, kao i ostali parametri, biće analizirani na mjesečnom nivou za vremenski perido od januara 2016. godine do decembra 2023. godine, dok će predikcija potrošnje električne energije biti data za perido od januara 2024.godine do decembra 2026.godine. Analitička funckija potrebna za vršenje prognose biće

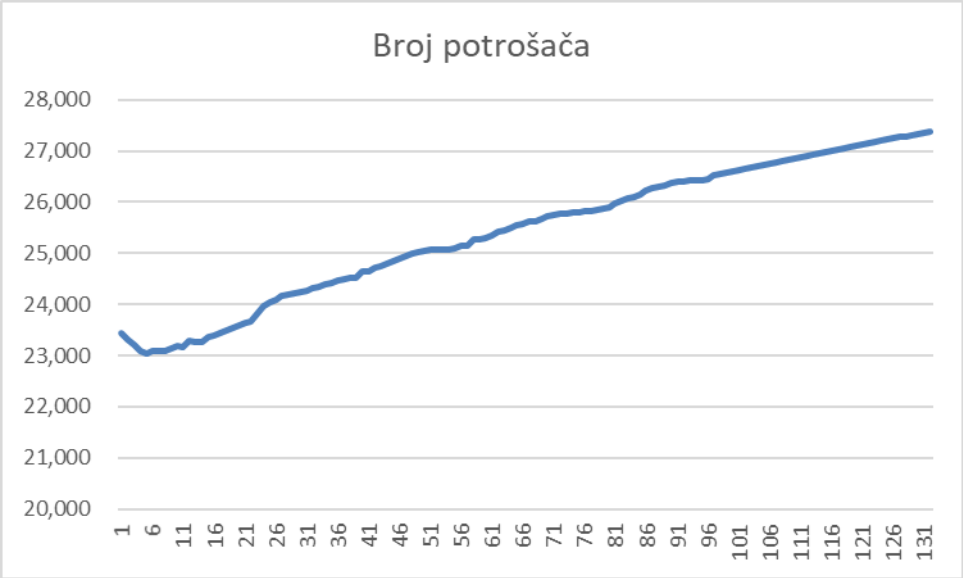
formirana na osnovu prvih pet posmatranih godina (2016-2020), a njena efikasnost biće provjerena na primjeru sljedeće tri godine (2021-2023).
Kao što je već rečeno na početku poglavlja, u radu je izvršeno srednjeročno predviđanje potrošnje električne energije za koje je potrebno uzeti u obzir i procjenu vremenskih i ekonomskih prilika za period predviđanja. Naravno kao neophodan ulazni parametar uzeti su i podaci o potrošnji električne energije u prethodnom periodu i podaci o broju potrošača. U nastavku će biti rečeno nešto više o ulaznim parametrima.

2.2.1 Broj potrošača i potrošnja električne energije Elektroenergetska mreža Crnogorskog operatera distributivnog sistema (ODS) funkcionalno je podijeljena na sedam regiona: Region 1 i 2 predstavljaju centralni dio Crne Gore, Region 4 i 5 južni, a Region 3, 6 i 7 sjeverni. U svrhu testiranja modela višestruke linearne regresije, u ovom radu je za primjer uzet dio konzuma Regiona 3, tačnije posmatra se područje opština Berane, Andrijevica, Plav, Gusinje i Petnjica.
Kako bi se bolje razumjeli podaci koji će biti prikazani, važno je naglasiti da je u pitanju relativno mali konzum čiji je ukupan broj potrošača na kraju 2023. godine iznosio 26,446. Nešto manje od 90% potrošača, tačnije njih 26,417 su potrošači na niskom naponu (0.4 kV), a među njima najveći je broj domaćinstava. Ovakva statistika dodatno otežava prognozu potrošnje električne energije jer su upravo domaćinstva potrošači čija potražnja za električnom energijom najviše zavisi od vremenskih, ekonomskih i drugih prilika .
Pored tendencija za raseljavanjem sjevera Crne Gore područje ovog dijela Regiona 3 bilježi blagi porast broja potrošača i njihove potrebe za električnom energijom. Na slici 1. prikazana je potrošnja električne energije na godišnjem nivou, gdje se jasno vidi uticaj socio-ekonomskih prilika poslednjih godina. Tako u 2020. godini imamo smanjenje potrošnje električne energije za 2.2MWh u odnosu na 2019.godinu, dok u 2022. i 2023. godini zajedno, zbog priliva stanovništva raseljenog ratom, ali i oporavka ekonomije nakon "korona krize", imamo povećanje potrošnje od cijelih 9MWh.
Prva nezavisna promjenjiva korišćena u funkciji linearne regresije jeste broj potrošača. To znači da je za predviđanje potrošnje električne energije za period 2024-2026 prvo potrebno predvidjeti porast broja potrošača. U tu svrhu upotrebljena je polinomijalna linearna regresija. Grafik rasta broja potrošača prikazan je na slici 2.



Slika 1. Godišnja potrošnja električne energije

2.2.2 Srednja mjesečna temperatura vazduha Mjesečna temperatura za period 2024-2026. godine je takođe jedan od parametara koje treba estimirati na osnovu kretanja vremenskih prilika u prethodnom periodu. U ovu svrhu korišćen je podatak o klimatskim normalama na području opštine Berane sa sajta Zavoda za hidrometeorologiju i seizmologiju Crne Gore. Kako je nemoguće precizno predvidjeti srednje mjesečne temperature vazduha, one su sagledane u okviru pomenutih klimatskih normala prikazanih u Tabeli 1. Radi dobijanja što efikasnije analitičke funkcije za prognozu potrošnje isto je urađeno i za mjesečne temperature za period 2016-2023.godine. Dakle, uporednom analizom mjerenih podataka i klimatskih normala, kao i uvidom u mjesečne i godišnje izvještaje Zavoda za hidrometeorologiju i seizmologiju sve godine od 2016. do 2023. okarakterisane su kao „normalno tople", „umjereno tople" i „veoma tople". Na osnovu godišnjih karakteristika određene su i mjesečne temperature. S obzirom na to da su mjesečne temperature vazduha za posmatrani period u najvećem broju slučajeva bile iznad klimatske normale, za period 2024-2026 biće analizirani samo slučajevi za „umjereno tople" i „veoma tople" godine. U tim slučajevima za mjesečne temperature uzete su vrijednosti za po jedan tj. dva stepena veća u odnosu na „normalno toplu" godinu tj. u odnosu na klimatske normale.



Slika 2. Porast broja potrošača

Tabela 1. Klimatske normale

Klimatske normale			
Mjesec	Temperatura [˚C]	Mjesec	Temperatura [˚C]
Januar	-2	Jul	18.3
Februar	0.7	Avgust	17.7
Mart	4.5	Septembar	14
April	8.7	Oktobar	9.2
Maj	13.4	Novembar	4.3
Jun	16.4	Decembar	0.5

2.2.3 Bruto domaći proizvod Ekonomske prilike, tj. bruto domaći proizvod je treća nezavisna promjenjiva u odnosu na koju je posmatrana buduća potrošnja električne energije. Podaci o kvartalnom BDP-u za period od 2016-2023. godine preuzeti su sa sajta Uprave za statistiku Crne Gore – MONSTAT i na osnovu njih estimiran je BDP na mjesečnom nivou. Podaci o predviđenoj stopi rasta BDP-a za naredne tri godine preuzeti sa sajta Međunarodnog monetarnog fonda (IMF). [3] [4] [5] [6] [7]

Tabela 2. Projekcija rasta BDP-a

Godina	Projekcija godišnje stope realnog rasta BDP-a
2024	3.7%
2025	3.2%
2026	3%

3. REZULTATI ESTIMACIJE

3.1 Određivanje funkcije

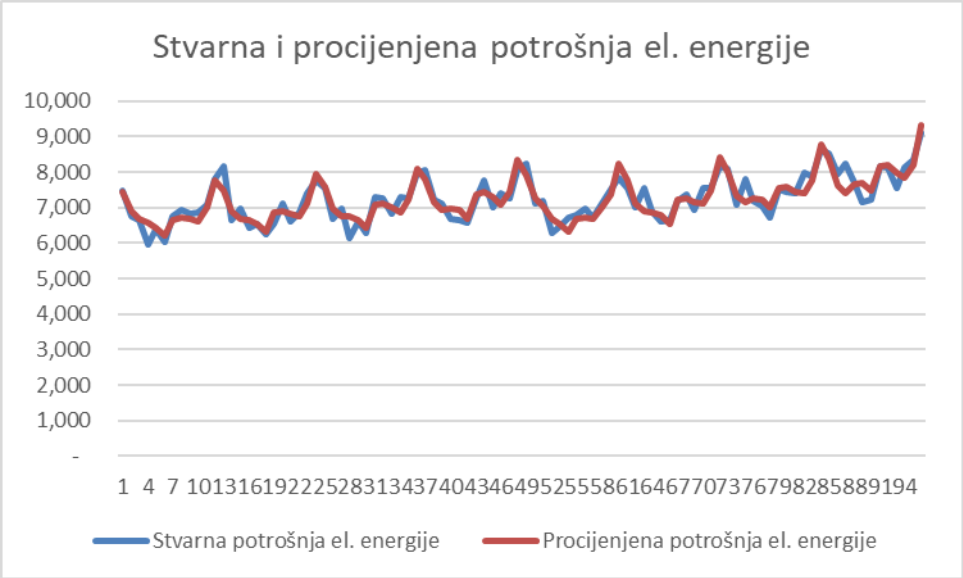
Analitička funkcija koja određuje odnos zavisne promjenjive, tj. buduće potrošnje električne energije, i nezavisnih promjenjivih, tj. broja potrošača, srednje mjesečne temperature vazduha i mjesečnog BDP-a, određena je na osnovu period od 2016. do 2020. godine. Funkcija glasi:

$$y = 64.22 * X_1 - 75324.3 * X_2 + 5.09 * X_3 + 4374177.65, \quad (2)$$

gdje je y predviđanja mjesečne potrošnje električne energije, X_1 broj potrošača na mjesečnom nivou, X_2 srednja mjesečna temperatura vazduha i X_3 mjesečna vrijednost BDP-a.

3.2 Poređenje rezultata estimacije i mjerenih podataka

Na slici 3. prikazani su rezultati simulacije proračuna predviđanja potrošnje električne energije za period od 2016. do 2023. godine.



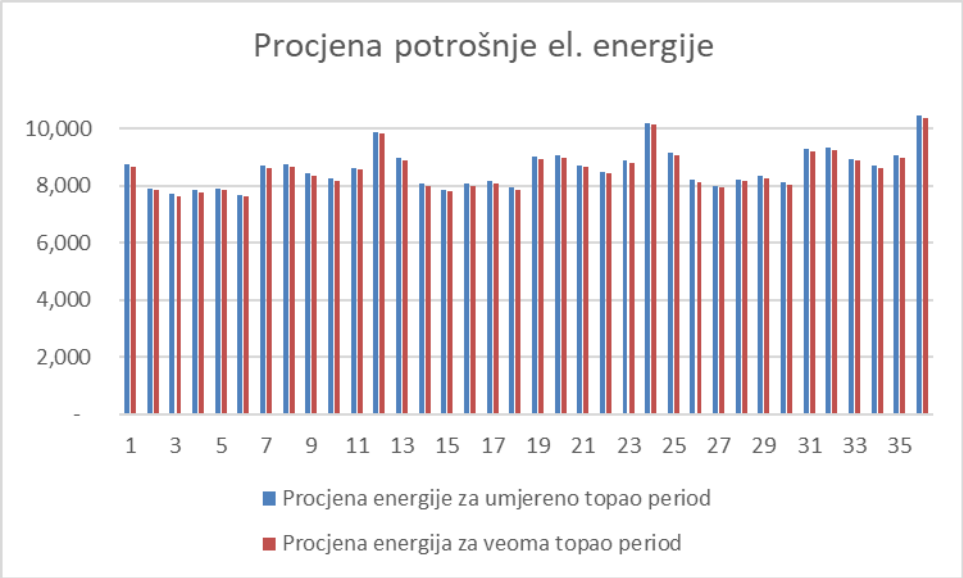
Slika 3. Odnos stvarne i procijenjene potrošnje el. energije

Kako je funkcija rađena na osnovu prvih pet godina posmatranog perioda, sledeće tri nam služe za provjeru uspješnposti estimacije. Najveća greška u procjeni za period od 2021. do 2023. godine je 9.9%, a kretanje greške prikazano je na slici 4. Upravo ovdje dolazi od izražaja ranije rečeno o strukturi konzuma i dominantnom učešću potrošača na 0.4 kV. Naime, na grafiku se ističe 7 "kritičnih tačaka" gdje je greška estimacije preko 5%. Od tih 7 čak 5 tačaka se nalaze u martu i oktobru, mjesecima kada je temperatura vazduha najmanje predvidiva i sklona velikim oscilacijama čak i na dnevnom nivou.

Slika 4. Greška procjene

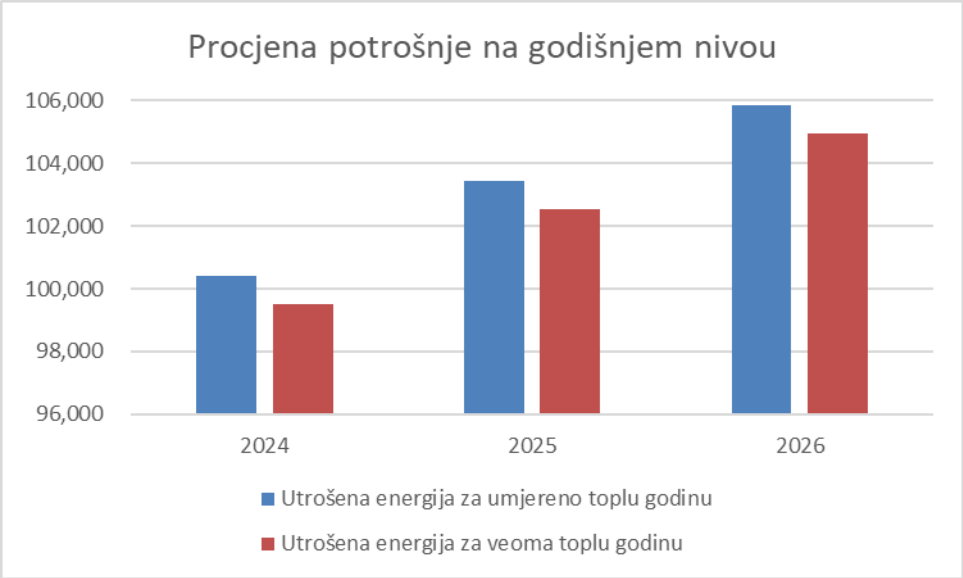
3.3 Predviđanje potrošnje električne energije za naredni period

Na kraju, biće prikazana i procjena potrošnje za period od 2024. do 2026. godine i to za dva slučaja – kada se predviđa umjereno topao period i kada se predviđa veoma topao period.



Slika 5. Procjena potrošnje el. energije za umjereno topao i veoma topao period

Najveću razliku u procjeni potrošnje za umjereno topao i veoma topao period, od 76 MWh, imamo očekivano u januaru mjesecu kada su potrebe za grijanjem veće.
Na godišnjem nivou ova razlika iznosi oko 905 MWh i prikazana je na slici 6.



4. ZAKLJUČAK

Procjena potrošnje električne energije je prvi korak u planiranju razvoja elektroenergetskih sistema i veoma važan ulazni parametar za upravljanje procesima i finansijama unutar velikih energetskih kompanija. U ovom radu dat je primjer procjene potrošnje na području jednog dijela Regiona 3 distributivne mreže u Crnoj Gori. Izvršena je srednjeročna procjena, tačnije procjena na period od ukupno 6 godina. Prve tri se odnose na period od 2021. do 2023. godine pa su rezultati procjene upoređeni sa stvarnom potrošnjom, dok se druge tri odnose na period od 2024. do 2026. godine. Kao metod za predviđanje iskorištena je višestruka linearna regresija pomoću koje je pronađen odnos između buduće potrošnje električne energije i faktora od uticaja – broja potrošača, srednje mjesečne temperature vazduha i vrijednosti mjesečnog BDP-a. Poređenjem procijenjene i stvarne potrošnje električne energije prikazana je efikasnost primijenjene metode predviđanja, sa najvećom greškom procjene ispod 10%. Uzimajući u obzir karakteristike posmatranog konzuma – mali broj potrošača od kojih su najveći broj domaćinstva, dobijeni rezultat i nastala greška procjene se mogu smatrati prihvatljivim.
Na kraju, treba istaći zavisnost prikazane metode od predviđanja drugih faktora od uticaja i zavisnost dobijenih rezultata od tačnosti njihove procjene. Dakle, za uspješnu procjenu potrošnje električne energije potrebno je prvo uraditi što precizniju procjenu kretanja srednje mjesečne temperature vazduha i mjesečnih vrijednosti BDP-a.

S obzirom na to da se prikazani rezultati odnose samo na dio konzuma Crne Gore, rad ostavlja prostora i ideje za razradu teme tako što će se isti model primijeniti na ostale djelove konzuma gdje bi se mogli uključiti i drugi parametri kao što su broj noćenja u turističkim mjestima, izgradnja putne infrastrukture, izgradnja skijališta i slično. Takođe, sami model se može mijenjati na mnogo načina. Umjesto višestruke linearne regresije moguće je upotreba genetičkog algoritma, neuralnih mreža, fazi logike i slično.

LITERATURA

[1] Ćalović S. M i Sarić T. A, 2000, "Planiranje elektroenergetskih sistema, Prvi deo: Princip i metodologija planiranja elektroenergetskih sistema"
[2] Ilić S, 2013, "Kratkoročno predviđanje potrošnje električne energije u velikim elektroenergetskim sistemima"
[3] Plantić Ž, Baričević T, Lončarević Kinderman A, Kos Grabar Robina V, Marijanić T, 2019, "Predviđanje trendova potrošnje električne energije distibucijske mreže Republike Hrvatske", "14. savjetovanje HRO CIGRE"
[4] Zavod za hidrometeorologiju i seizmologiju Crne Gore, link: https://www.meteo.co.me/page.php?id=40
[5] Weather and Climate, link: https://weatherandclimate.com/montenegro/berane#google_vignette
[6] Uprava za statistiku Crne Gore – MONSTAT, link: https://www.monstat.org/cg/page.php?id=166&pageid=19
[7] Međunarodni monetarni fond (IMF), link: https://www.imf.org/en/Countries/MNE#

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R5-08

PREDLOG UPOTREBE I RAZVOJA POSTOJEĆIH BESPLATNIH ALATA ZA MAŠINSKO UČENJE NA PRIMJERU QGIS-A I ODREĐIVANJA VRŠNE SNAGE OBJEKATA

PROPOSAL FOR THE UTILIZATION AND DEVELOPMENT OF EXISTING FREE MACHINE LEARNING TOOLS USING THE EXAMPLE OF QGIS AND DETERMINATION OF PEAK POWER OF OBJECTS

Dragan Koprena, Bosna i Hercegovina
Rade Ninković, Bosna i Hercegovina
Milan Šormaz, Bosna i Hercegovina

KRATAK SADRŽAJ

Vještačka inteligencija (AI) i mašinsko učenje su u zadnjih nekoliko godina doživjeli ekspanziju u skoro svim oblastima primjene. U ovom referatu autor će pokazati primjer upotrebe mašinskog učenja na problemu procjene vršne snage objekta, pomoću već razvijenih i javno dostupnih alata koji se mogu naći na internetu. U konkretnom primjeru se koristi „open source“ besplatni program QGIS (Quantum Geographical Information System), sa javno dostupnim besplatnim bibliotekama funkcija za mašinsko učenje i programiranje neuronskih mreža. U QGIS-u se izvršava primjer programa u python programskom jeziku, uz već gotove funkcije koje se nalaze u besplatnim bibliotekama funkcija, i to na sljedeći način: prvo se vrši „treniranje“ neuralne mreže na osnovu dostupnih izmjerenih podataka o vršnoj snazi objekata koji su priključeni na elektrodistributivnu mrežu Elektrokrajine u Banjaluci, i ostalih atributa (vrsta grijanja, geografski položaj, i sl.), i zatim tako „istrenirana“ neuronska mreža procjenjuje vršnu snagu za objekte za koje ne postoje mjerenja vršne snage. Referat je napravljen na način da pokaže osnovne principe, i na malom modelu podataka, sve u cilju da bi kolegama pokazali smjernice koje bi mogli iskoristiti za dalje upoznavanje sa tehnologijom i za samostalno rješavanje svojih problema upotrebom mašinskog učenja.

Ključne riječi: vršna snaga, mašinsko učenje, vještačka inteligencija, open source, QGIS

ABSTRACT

Artificial Intelligence (AI) and machine learning have experienced significant expansion in nearly all application areas in recent years. In this presentation, the author will demonstrate an example of using machine learning to estimate the peak power demand of objects, employing existing and publicly available tools found on the internet. Specifically, the example utilizes the 'open source' free program QGIS (Quantum Geographical Information System), along with publicly available free libraries of machine learning functions and neural network programming. Within QGIS, a Python program is executed, leveraging pre-built functions from free function libraries, in the following manner: firstly, the neural network is 'trained' based on available measured data on the peak power demand of objects connected to the power distribution network of Elektrokrajina in Banja Luka, along with other attributes (heating type, geographic location, etc.). Subsequently, this 'trained' neural network estimates the peak power demand for objects where peak power measurements are not available. The presentation is structured to illustrate basic principles using a small data model, aiming to provide colleagues with guidelines that they can utilize for further familiarization with the technology and for independently addressing their challenges through the application of machine learning.

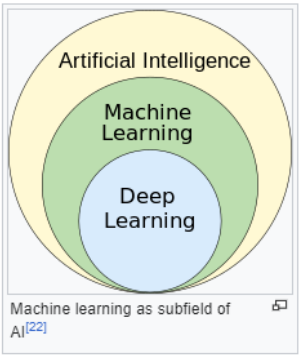
Key words: peak demand, machine learning, Artificial intelligence (AI), open source, QGIS

Dragan Koprena, dragan.koprena@elektrokrajina.com
Rade Ninković, rade.ninkovic@elektrokrajina.com
Milan Šormaz, milan.sormaz@elektrokrajina.com

1. UVOD

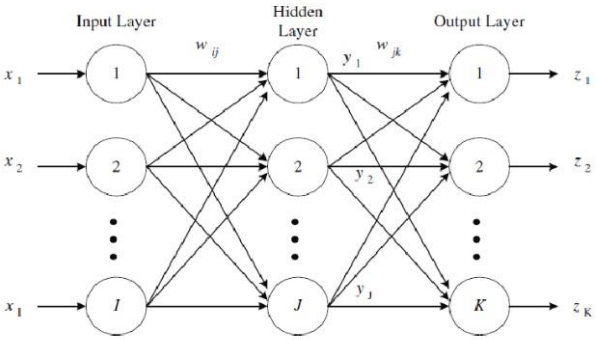
Mašinsko učenje je dio vještačke inteligencije (AI – artificial intelligence) koji koristi algoritme za treniranje modela na podacima da bi se dobio istreniran model koji može samostalno da predvidi rezultat bez čovjekove intervencije. Pojam vještačke inteligencije se odnosi na uopšteni napor da se izrade mašine koje imaju ljudske kongnitivne sposobnosti, dok se mašinsko učenje svodi specijalno na korištenje algoritama na podacima.

Slika 1 – Grafički prikaz odnosa između mašinskog učenja i vještačke inteligencije (izvor – Wikipedia)



Algoritam mašinskog učenja se zasniva na neuronskim mrežama, koje oponašaju neurone i sinapse u mozgu, a opšti primjer je dat na sljedećoj slici 2.

Slika 2 – Model neuronske mreže (izvor – internet)



Čvorovi na slici predstavljaju neurone (nervne ćelije), a linije su analogija sinapsi (veza između nervnih ćelija). U neuronskim mrežama postoji ulazni sloj (input layer) sa ulaznim početnim vrijednostima, izlazni sloj (output layer) sa traženim izlaznim vrijednostima, i skriveni slojevi (hidden layers), koji predstavljaju međukorake u algoritmu. Što ima više skrivenih slojeva, rezultat (izlazni layer) može biti tačniji, ali se i produžava vrijeme proračuna. U čvorovima skrivenih i izlaznih slojeva se nalaze izračunate vrijednosti koje se računaju uz pomoć težinskih faktora (na slici predstavljeni slovom w), koji predstavljaju jačinu veze (sinapse) između dva čvora (neurona).
Treniranje neuronske mreže na poznatom modelu (koji ima sve poznate ulazne i izlazne varijable) počinje zadavanjem nasumičnih (random) težinskih faktora (w), od kojih se dobija izlazni sloj sa rezultatima koji se porede sa stvarnim poznatim vrijednostima izlaznih promjenjljivih (propagacija unaprijed, na engleskom: forward propagation). Zatim se računa greška (pomoću unaprijed određene funkcije greške) i vrši se popravka težinskih faktora (back propagation), i u novoj iteraciji se ponovo računa izlazni sloj korištenjem novih popravljenih vrijednosti težinskih faktora i upoređuje sa stvarnom poznatom vrijednošću izlaza, i zatim se opet radi popravka težinskih faktora, i tako u krug. Iteracije se ponavljaju dok se ne dobije unaprijed zadana vrijednost greške u izlaznom sloju. Na taj način dobijamo vrijednosti težinskih faktora koje se onda primjenjuju za proračun na ulaznim slojevima (vrijednostima) za koje nemamo poznatu izlaznu vrijednost. Za takvu mrežu kažemo da je utrenirana i ona može da procjenjuje rezultate za nove ulazne podatke, sa određenom greškom procjene.

2. MATEMATIČKI MODEL

Mašinsko učenje se svodi na nalaženje optimalnih parametara (težinskih faktora). Svaki algoritam mašinskog učenja definisan je: modelom, funkcijom gubitka i postupkom optimizacije.
Kod algoritma tzv. linearne regresije izlaz je linearna kombinacija ulaznih varijabli. Kod linearne regresije i ulazi i težinski faktori, kao i izlazi, moraju biti brojevi.
Model linearne regresije je definisan kao linearna zavisnost izlaza od ulaza:

$$y = w_0 + w_1 x_1 + w_2 x_2 + \cdots + w_n x_n$$

gdje su:

- x_1 do x_n - ulazne varijable
- w_0 do w_n - parametri (težinski faktori)
- y - vrijednost izlaza

U prvoj fazi na poznatom modelu podataka (poznatim vrijednostima ulaza i izlaza) zadamo proizvoljne vrijednosti težinskih faktora i izračunamo izlaz, što predstavlja računanje (propagaciju) u pravcu „unaprijed“ (engl. forward propagation). Zatim izračunavamo funkciju greške dobijenog izlaza u odnosu na poznatu vrijednost izlaza.
Funkcija greške je greška koju model čini na svakom pojedinačnom primjeru ulaznih podataka sa trenutnim vrijednostima težinskih faktora, ako je poznat tačan rezultat „y“ (izlaz), odn. ako za određeni skup vrijednosti ulaza imamo unaprijed pripremljen izlaz „y“ (npr. dobijen mjerenjem), onda je moguće odrediti grešku (gubitak) koju dobijemo uvrštavanjem proizvoljno uvedenog skupa težinskih faktora „w“. Kod algoritma regresije za funkciju greške koristi se suma kvadratnih odstupanja između ciljne i izračunate vrijednosti:

$$L = \frac{1}{2}\sum_{i=1}^{n}(y^{(i)} - y(x^{(i)}))^2$$

Optimizacijski postupak je u ovom slučaju linearne regresije postupak najmanjih kvadrata, odn. tražimo parametre w za koje je zbir kvadrata odstupanja najmanji. Umjesto da se traži računskim putem egzaktno rješenje, tražimo približno rješenje numeričkom metodom linearne regresije.
Optimizacija podrazumijeva iterativno računanje novih vrijednosti težinskih faktora uz popravku u smjeru „unazad“ (engl. backpropagation), na način da se iz funkcije gubitka traže parcijalne derivacije po težinskim faktorima (ili osjetljivosti) i dobijaju popravke za sve težinske faktore, pomoću kojih se računaju nove korigovane vrijednosti težinskih faktora, kao u sljedećoj formuli:

$$w_i' = w_i - r\frac{\partial L}{\partial w_i}$$

gdje je:

- w_i - vrijednost težinskog faktora za ulaz x_i, prije popravke,
- w_i' - vrijednost težinskog faktora za ulaz x_i, nakon popravke,
- r - korak obučavanja, uzima se proizvoljno (engl. learning rate).

Koristeći nove popravljene vrijednosti težinskih faktora ponovo se računa izlaz, i opet se računa greška, i nanovo se radi popravka težinskih faktora, i postupak se ponavlja ili dok se ne dobije unaprijed zadana tačnost (odstupanje) izlaza ili dok se ne dostigne unaprijed zadani broj iteracija. Za takvu mrežu onda kažemo da je utrenirana, i može se koristiti za procjenu izlaza y(x,w) za one skupove podataka za koje ne poznajemo tačnu vrijednost izlaza „y“, sa izračunatom mogućnom greškom vrijednosti izlaza.
Treba napomenuti da u modelu linearne regresije važe određene pretpostavke:

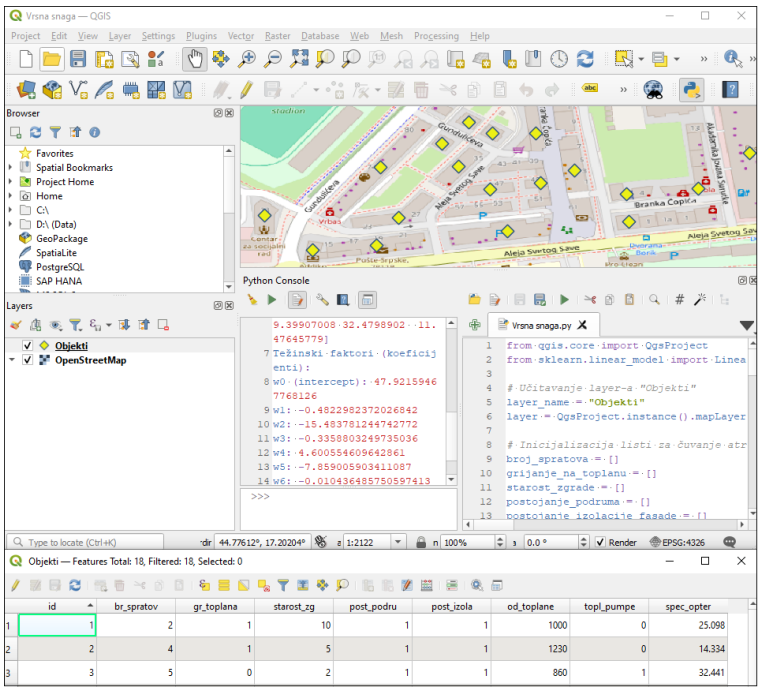
- izlaz je u linearnoj zavisnosti od ulaznih podataka,
- ulazne varijable su tačne, odnosno nemaju grešku (šum),
- veličina popravke (greške) ne zavisi od vrijednosti ulaza,
- popravke (greške) različitih težinskih faktora nisu u korelaciji, odn. ne zavise jedna od druge.

3. GOTOVE PYTHON FUNKCIJE ZA MAŠINSKO UČENJE U QGIS-U

Budući da je mašinsko učenje (kao oblast vještačke inteligencije) trenutno u velikoj ekspanziji, na internetu se već nalazi dosta besplatnih programa i algoritama koji se mogu koristiti, i bez velikog poznavanja samih principa programiranja neuronskih mreža od strane korisnika. Na taj način se u oblastima u kojima rade stručnjaci koji ne poznaju u detalje ovu tehnologiju, mogu koristiti ovi alati za procjenu rješenja problema koje je teško matematički egzaktno riješiti, kao što su problemi sa velikim brojem ulaznih i izlaznih varijabli. U ovom radu smo dali primjer problema određivanja vršne snage objekata, pri čemu objekti imaju veliki broj atributa (varijabli u ulaznom sloju), iz kojih treba procijeniti rezultat za koji ne znamo u kojoj mjeri koji atribut utiče na veličinu izlaza.
Za primjer smo odabrali „open source“ program QGIS (Quantum Geographical Informational System), zbog široke primjene i ogromne podrške (veliki izbor besplatne dokumentacije i edukativnih video klipova na internetu). Ova aplikacija se široko koristi za obradu geografskih podataka za primjene u mnogim oblastima, pa se tako koristi godinama i u Elektrokrajini kao pomoćni alat za razvoj GIS-a. U QGIS-u mogu da se instaliraju razni dodaci

(plugin-ovi) koje besplatno razvijaju korisnici širom svijeta. U aplikaciji se mogu pokretati i python kodovi, u konzoli koja je dio aplikacije. Python je programski jezik koji je trenutno široko prihvaćen kod programera. U python-u su napisane i dostupne (bez plaćanja) i biblioteke raznih funkcija. Neke od tih funkcija su napisane za algoritme mašinskog učenja, i njih ćemo u ovom referatu iskoristiti za pisanje kratkog programa, u kojem ćemo demonstrirati mogućnosti za rješavanje složenih problema, sa više početnih varijabli, kao što je primjer određivanja vršne snage objekta.
U ovom primjeru ćemo napraviti sloj sa tačkama (engl. point layer), u kojem će se nalaziti tabela sa poznatim podacima o objektima i njihovim vršnim snagama, i to u redovima od početka tabele, a u zadnjim redovima će se nalaziti podaci o objektima za koje je nepoznata vršna snaga i treba je procijeniti. Izgled interfejsa u QGIS-u je prikazan na slici 3.

Slika 3 – Izgled QGIS interfejsa



Na slici u donjem dijelu se nalazi prikaz tabele atributa (attribute table), lijevo je spisak slojeva (layers), desno je editor za pisanje koda u python-u, u sredini je prozor za prikaz rezultata koda, kao i prikaz grešaka u kodu, a gore desno je prikaz mape sa objektima koji se nalaze u layer-ima (u našem slučaju žuti rombovi predstavljaju tačke na mjestima objekata za koje vršimo proračun).
Budući da se radi o numeričkom modelu linearne regresije, ulazne promjenljive moraju biti u numeričkom obliku. Ne možemo staviti za ulaz atribut naziva „Vrsta grijanja“, jer su vrijednosti takvog atributa u tekstualnom obliku: „na struju“, „gradska toplana“ i sl. Moramo ovakve atribute pokušati prebaciti u numerički oblik, a jedan od načina je da npr. uvedemo više ulaza, po jedan za svaku vrstu grijanja, koji će imati vrijednost nula (0) i jedan (1) zavisno od toga da li se objekat grije na taj način („1“ znači da postoji, a „0“ da ne postoji): „Grijanje na električnu energiju“, „Grijanje na toplanu“, i sl. Na ovaj način omogućavamo algoritmu da broj (1) jedan (ako se npr. objekat grije na struju) pomnoži nekim težinskim faktorom i izračuna uticaj ovog člana na ukupnu vrijednost (njegov težinski faktor). Tako možemo uvesti i neke ostale ulaze, npr.: „Stambeno-poslovni objekat“, „Stambeni objekat“, „Pokriven krov“, i sl., takođe sa vrijednostima (0) ili (1), gdje nula predstavlja “netačno”, a jedinica “tačno”.
U QGIS-u popularna bibiloteka u kojoj se nalaze gotovi elementi za mašinsko učenje se zove „SKLEARN“ (skraćenica za „scikit-learn“), u kojoj se nalazi alati koji koriste i geoprostorne podatke (lokaciju objekata) za proračun rezultata. Da bi se instalirala ova biblioteka, potrebno je u Command Prompt-u prvo unijeti (path može da varira zavisno od instalacije i verzije QGIS-a):

```
C:\Program Files\QGIS 3.36.0\apps\Python39>python -m pip install scikit-learn
```

Na početku linija koda treba uvesti potrebnu funkciju linearne regresije iz ove biblioteke na sljedeći način:

```
from sklearn.linear_model import LinearRegression
```

U funkcijama mašinskog učenja postoje dva seta podataka: set (skup) za treniranje i set (skup) za testiranje (procjenu).
Skup za treniranje (Train Set) je skup podataka koji se koristi tokom faze obučavanja modela, i u njemu postoje poznati podaci ulaznih i izlaznih varijabli. Model "uči" ili se prilagođava ovim podacima kako bi stvorio odgovarajuću funkciju koja od ulaznih podataka računa izlazne vrijednosti. Kvalitetan trening set pomaže modelu da se izračunaju kvalitetni težinski faktori koji će poslužiti skupu za testiranje radi tačnije procjene izlaznog rezultata na skupu za testiranje.
Skup za testiranje (Test Set) je skup podataka koji model ne koristi tokom faze treninga, sa poznatim ulaznim ali nepoznatim izlaznim varijablama. Kada je model utreniran, koristi se testni skup kako bi se procijenila vrijednost nepoznatog izlaza.
Funkcije za mašinsko učenje u QGIS-u i scikit-learn biblioteci (kao što je LinearRegression i slične) mogu raditi proračune sa različitim atributima (promjenljivima) koje se nalaze u tabeli atributa (Attribute Table) slojeva (layers) i nisu ograničene samo na prostorne promenljive. Ako želimo koristiti dodatne atribute poput bruto-građevinske površine objekta, vrste grijanja, orijentacije i drugih karakteristika, možemo ih uključiti kao ulazne promjenljive u naš model. Ovo se obično postiže kreiranjem skupa podataka (matrice) koji uključuje sve atribute. To se radi na sljedeći način:

```
broj_spratova = []
grijanje_na_toplanu = []
starost_zgrade = []
postojanje_podruma = []
...
# Učitavanje layer-a "Objekti"
layer_name = "Objekti"
layer = QgsProject.instance().mapLayersByName(layer_name)[0]

for feature in layer.getFeatures():
   broj_spratova.append(feature["br_spratov"])
   grijanje_na_toplanu.append(feature["gr_toplana"])
   starost_zgrade.append(feature["starost_zg"])
...
```

U ovom kodu se prvo inicijalizuju liste za prebacivanje podataka iz sloja (layer-a) sa podacima o objektima, a zatim se u sljedećem koraku dodjeljuju listama vrijednosti atributa iz sloja (layer-a) koji sadrži podatke o objektima (u našem slučaju layer se zove “Objekti”, a atributi u tabeli atributa imaju nazive "br_spratov", "gr_toplana" ...).
Zatim trebamo da podijelimo skup podataka na skupove za treniranje i procjenu, a python sintaksa omogućava da se prvi redovi podataka od početka tabele sa atributima koriste za treniranje modela, i da se zadnjih npr. 5 redova tabele koristi za procjenu vršne snage, na sljedeći način:

```
X_train = list(zip(broj_spratova[:-5], grijanje_na_toplanu[:-5], starost_zgrade[:-5]), ...)
y_train = specificno_opterecenje[:-5]
X_test = list(zip(broj_spratova[-5:], grijanje_na_toplanu[-5:], starost_zgrade[-5:]), ...)
```

Navedene funkcije list() i zip() koriste se za pravljenje matrica u python-u. Umjesto tri tačke (...) u navedenim redovima koda možemo staviti i ostale varijable za koje smatramo da mogu da utiču na izlaznu vrijednost (postojanje_podruma, postojanje_izolacije_fasade, udaljenost_od_toplane, i sl.).
Za izlaz u ovom modelu koristimo varijablu specificno_opterecenje u W/m^2 (vršna snaga objekta podijeljena sa bruto-građevinskom površinom objekta), pa se nakon procjene specifično opterećenje treba pomnožiti sa bruto-građevinskom površinom objekta da bi se dobila vršna snaga objekta. Razlog za odabir ove varijable za izlaz je iskustveni, odn. autori su zaključili da je model u ovom slučaju najjednostavniji.
Funkcija za linearnu regresiju u ovoj biblioteci je LinearRegression(). Ova funkcija se koristi za treniranje modela koja će naći (istrenirati) linearne težinske faktore za svaku karakteristiku kako bi minimizovao razliku između stvarnih i procijenjenih vrijednosti izlazne (ciljne) promjenljive.
Ova funkcija u python-u se koristi na sljedeći način, sa metodama fit() i predict():

```
model = LinearRegression()
model.fit(X_train, y_train)
y_pred = model.predict(X_test)
```

Metoda fit() vrši treniranje modela na setu podataka za treniranje, a predict() koristi utreniran model (optimalne težinske faktore) za procenu rezultata (izlaza) na setu podataka za testiranje.

Izlazni vektor (matricu) možemo odštampati u prozoru za rezultate sljedećom linijom koda:

```
print (y_pred)
```

Ukratko da rezimiramo: pretpostavimo da imamo sloj (layer) podataka o objektima sa atributima poput starosti zgrade, blizine gradske toplane, vrste grijanja, itd. Prvo bismo u QGIS-u kreirali tabelu karakteristika koju bi u python-u dodijelili matrici (X) koja sadrži sve ove atribute za svaki objekat, i vektoru ciljne promjenljive (y) koja sadrži poznate (izmjerene) vršne snage objekata. Zatim trebamo poseban dio podataka u istom sloju (layer-u) sa praznom kolonom za izlaznu promjenjljivu, npr. u slučaju ako se radi saglasnost na regulacioni plan, i trebamo procijeniti vršnu snagu planiranih objekata. Za planirane objekte unesemo sve atribute kao i za postojeće objekte, osim gustine vršne snage (specifičnog opterećenja), i u python-u pokrenemo kod koji će pomoću funkcija iz biblioteke za mašinsko učenje procijeniti i popuniti kolonu za vršnu snagu novih planiranih objekata.
Da napomenemo da je u QGIS-u moguće povezati se i na tabelu iz baze podataka (ORACLE, postgresql...) u kojoj se nalaze podaci o objektima, tako da se podaci ne moraju unositi ručno u QGIS-u, već se mogu preuzimati iz već gotove baze, tako da vrijednosti atributa u QGIS-u odražavaju promjene vrijednosti polja u bazi.
Ako želimo da vidimo vrijednosti svih težinskih faktora (w_0 do w_n) koje je izračunala funkcija za linearnu regresiju za naš model, možemo ih dobiti u python konzoli pomoću sljedećih naredbi:

```
print("Težinski faktori (koeficijenti):")
print("w0 (intercept):", model.intercept_)  # Intercept (w0)
for i, coef in enumerate(model.coef_):
        print(f"w{i+1}: {coef}")
```

4. ZAKLJUČAK

Ovaj referat nije koncipiran da pruži rješenje konkretnog problema proračuna vršne snage objekata, već je ponudio uvod u algoritme mašinskog učenja, sa konkretnim primjerom na modelu podataka za procjenu specifičnog optrećenja novih objekata iz kojeg se dobija vršna snaga objekata, koja je potrebna u procesu planiranja i izrade planske dokumentacije. Autori su htjeli pokazati da već postoje besplatni širokodostupni alati koji koriste algoritme mašinskog učenja, i to na primjeru „open source“ aplikacije QGIS i već gotovih biblioteka funkcija za mašinsko učenje. Takođe, prilikom rada na modelu podataka, autori su stekli iskustvo u pripremi i uobličavanju ulaznih podataka, koje smo htjeli da podijelimo sa kolegama. Budući da je dostupno vrlo malo primjera primjene mašinskog učenja u oblasti elektroenergetike, nadamo se, kao autori, a ujedno i kao inžinjeri elektroenergetske struke, da će ovaj referat pomoći našim kolegama energetičarima, da krenu da istražuju polje mašinskog učenja i vještačke inteligencije, pružajući im osnovne informacije za početak. U referatu je pojašnjen samo jedan algoritam mašinskog učenja, pa se nadamo da će poslužiti kao inspiracija za istraživanjem i drugih algoritama, a koji za predstavljeni primjer problema možda mogu dati i bolje rezultate.

LITERATURA

[1] Wikipedia, https://en.wikipedia.org/wiki/Machine_learning,
[2] Wikipedia, https://en.wikipedia.org/wiki/Linear_regression,
[3] Getting Started With Python Programming,
https://www.qgistutorials.com/en/docs/getting_started_with_pyqgis.html,
[4] scikit-learn Tutorials, https://scikit-learn.org/stable/tutorial/index.html

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R5-09

RAZVOJ I IMPLEMENTACIJA C-I (CONDITION – IMPORTANCE) METODOLOGIJE ZA OCJENU I DEFINIRANJE PRIORITETA ZAHVATA NA POSTOJEĆOJ IMOVINI U HEP ODS-U

DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION C-I (CONDITIONS - IMPORTANCE) METHODOLOGY FOR THE EVALUATION AND DEFINITION OF THE PRIORITY OPERATIONS ON EXISTING ASSETS IN HEP ODS

Vjekoslav MILORAD, HEP ODS d.o.o. HRVATSKA
Vladimir ČAVLOVIĆ, HEP ODS d.o.o. HRVATSKA
Darko DUKTAJ, HEP ODS d.o.o. HRVATSKA

KRATAK SADRŽAJ

U elektroenergetskom sustavu s većim brojem starih i dotrajalih jedinica čija je neraspoloživost povećana, dolazi do narušavanja pouzdanosti, a time i do smanjene sigurnosti opskrbe korisnika mreže odnosno povećanih troškova rada elektroenergetskog sustava. U svrhu određivanja jedinstvenih, jednoznačnih i mjerljivih kriterija rangiranja elektroenergetskih objekata (imovine) potrebnih za revitalizaciju, za potrebe planiranja, javila se potreba za izradom odgovarajuće metode. Procjena svakog pojedinog objekta (imovine) temelji se na vrednovanju stanja opreme i važnosti u sustavu (C –stanje (condition), I- važnost (importance)). C-I metoda je zamišljena kao alat koji će pomoći inženjerima kod donošenja odluka, planova na način da slaže listu/redoslijed objekata uvažavajući pri tom određene kriterije U prvom dijelu referata je opisan sam razvoj modela rangiranja: koji su kriteriji ocjenjivanja, kako se računa svaki od kriterija te sam excel model . U drugom dijelu referata je prikazana implementacija metodologije unutar HEP ODS- a te daljnji koraci u razvoju alata za procijenu stanja imovine.

Ključne riječi: C-I metodologija, plan investicija, program revitalizacije dotrajale opreme, upravljanje rizicima

ABSTRACT

In an electric power system with a larger number of old and deteriorated units with decreased availability result is reduced security of the network user and/or increased operating costs of the power system. There was a need within HEP ODS d.o.o. to uniform criteria for assessing and defining the maintenance priorities for the whole company. The assessment of each element is based on the evaluation of the condition of equipment and its importance in the system: C - (condition), and I – (importance). The C-I methodology is conceived as a tool for engineers to assist them in decision-making. The first part of the paper will describe the ranking model itself: rating criteria, calculating each criteria, Second part of paper shows how methodology was implemented and next steps in methodology development.

Key words: Condition-Importance methodology, Investment Plan, Revitalization program of deteriorated equipment, risk management

vjekoslav.milorad@hep.hr, vladimir.cavlovic@hep.hr, darko duktaj@hep.hr

1. UVOD

Područje primjene CI (Condition – Importance/ Stanje - Važnost) metodologije su postojeći elektroenergetski objekti naponske razine 20, 10 i 0,4 kV te potrebni zahvati na njima. Svrha metodologije je osigurati preduvjete za učinkovito definiranje portfelja ulaganja u zahvate koje se planira realizirati kroz investicijske programe.
Da bi se moglo analizirati i prezentirati planirane zahvate kroz investicijske programe, na postojećoj imovini nužna je bila zajednička platforma za cijeli ODS.

2. METODOLOGIJA

2.1 Koncept metodologije

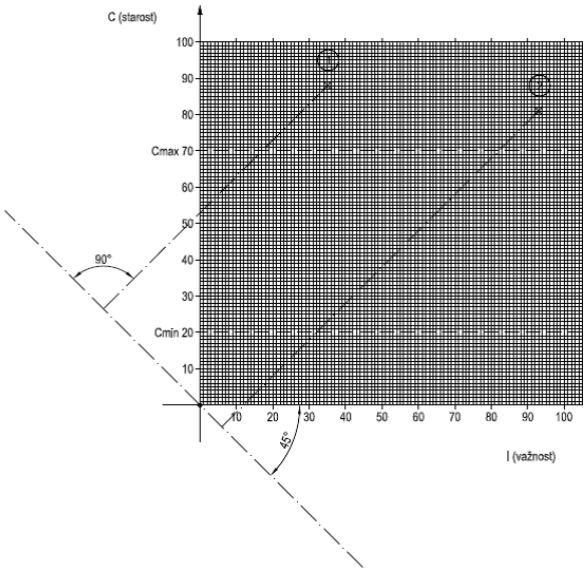
Metodologija CI se zasniva na vrednovanju svakog pojedinog elementa mreže ocjenjivanjem stanja i važnosti u sustavu pomoću bodovanja pripadajućih kriterija.
Nakon dodijeljenih/izračunatih bodova, u koordinatni sustav s dvije osi (C-stanje, I-važnost) unose se rezultati bodovanja za svaki promatrani element mreže. Element mreže kojem su pridruženi bodovi nalazi se u promatranom koordinatnom sustavu te se na temelju njegovog položaja određuje vrsta i prioritet zahvata. Koordinatni sustav prikazan je slikom 1.

Elementi promatranja/vrednovanja u CI metodologiji su:

- vodno polje 10(20) kV (u daljnjem tekstu VP),
- transformatorska stanica 10(20)/0,4 kV i
- niskonaponski izlaz.

Na temelju položaja na osi y (C - STANJE) određuje se razina aktivnosti prema slijedećim kriterijima:

- za elemente između 100 i 70 (Cmax) predviđa se revitalizacija objekta ili elementa
- za elemente između 70 i 20 (Cmin) predviđa se održavanje ili popravak objekta ili elementa (remont,modifikacije…)
- za elemente između 20 i 0 nema aktivnosti



Slika 1. Koordinatni sustav (C-I metodologija rangiranja)

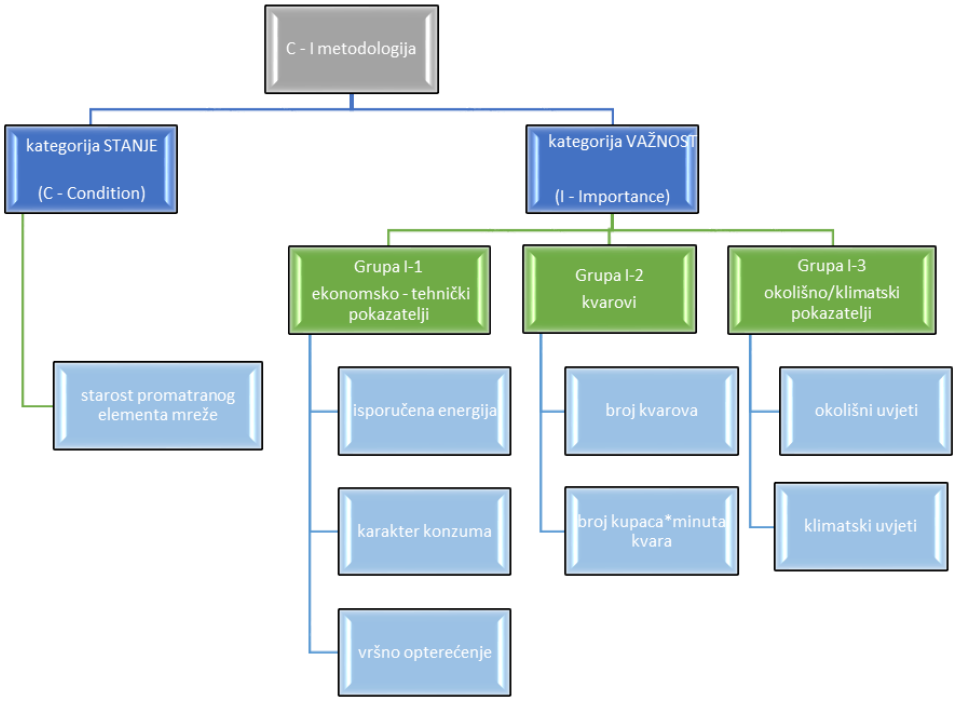
Pozicija u koordinatnom sustavu promatranog elementa mreže izračunava se pomoću jednadžbe (1):

$$CI\ bodovi = \frac{1}{\sqrt{2}}(bodovi\ (C) + bodovi\ (I)) \qquad (1)$$

Promatrani i ocijenjeni elementi mreže bit će složeni po prioritetu odnosno po broju prikupljenih bodova, od većeg broja prema manjem, u pripadajuće Excel tablice, te će takva lista biti koristan alat pri donošenju odluke o uvrštavanju promatranih elemenata mreže u pripadajuće planove.

Na slici 1. prikazana su dva unosa u C-I koordinatni sustav. Izračunom se dobije da objekt koji predstavlja točka 2 ima veći CI iznos te samim time ima veći prioritet u revitalizaciji.

Osnovne kategorije metodologije (C-Condition i I –Importance) imaju svoje dodatne pokazatelje, a cijelu struktura modela je prikazana na slici 2.



Slika 2. Struktura modela CI metodologije

2.2 Kategorija STANJE [C]

Kategorija – STANJE – boduje se od 1-100 u postotnom omjeru stvarne starosti objekta ili elementa objekta i referentnih vrijednosti za životni vijek uzima se iz Tablice 1. U slučaju kad se objekt sastoji od više elemenata (npr. stup, izolatori, vodiči), iznos kategorije STANJE se dobije kao aritmetička sredina bodova svih elemenata od kojih se sastoji promatrani objekt.

Tablica 1 - Predviđeni životni vijek elementa mreže

ELEMENT	ŽIVOTNI VIJEK (godina)	10(20) kV		10(20)/0,4 kV	0,4 kV	
		KB	DV	TS	KBNN	MRNN
SN i NN blokovi	35			X		
transformator	40			X		
građevinski dio TS	50			X		
SN i NN podzemni kabeli	40	X			X	
vodiči SN nadzemnih vodova	30		X			
izolacija SN nadzemnih vodova	30		X			
vodiči NN nadzemnih vodova	30					X
krovni stalak	40					X
drveni stupovi	20		X			X
betonski stupovi	40		X			X
čelično rešetkasti stupovi	50		X			X

Vrednovani element mreže može dobiti maksimalno 100 bodova temeljem ovog kriterija.

2.3 Kategorija VAŽNOST [I]

Kategorija važnost podijeljena je u tri grupe pokazatelja:

- Grupa I-1 ekonomsko-tehnički pokazatelji

- Grupa I-2 kvarovi
- Grupa I-3 okolišni pokazatelji.

Kategorija Važnost također se boduje sa maksimalno 100 bodova.

2.3.1 Grupa [I-1] –Isporučena energija, karakter konzuma i opterećenje

Ova grupa kriterija opisuje i vrednuje ekonomsko-tehničke aspekte promatranog elementa kroz svoje kriterije (vršno opterećenje, isporučena energija, karakter konzuma). Maksimalan mogući zbroj bodova je 50 za ovu grupu kriterija. Nakon što se odrede referentne vrijednosti kriterija za svaku grupu elementa pristupa se bodovanju prema dolje navedenim tablicama. Izračun bodova se vrši za svaku podskupinu kriterija posebno prema dolje navedenim formulama.

2.3.1.1. Isporučena energija (max 20 bodova)

Ovaj pokazatelj vrednuje energiju isporučenu kroz promatrani element mreže, u određenom vremenskom periodu, u omjeru prema karakterističnoj vrijednosti.

- Vodno polje 10(20) kV

Karakteristična vrijednost za isporučenu energiju na području distribucijskog područja (DP) u protekloj kalendarskoj godini računa se prema jednadžbi (2):

$$E_{\mathrm{k}} = \frac{S_{\text{inst VP}}}{S_{\text{inst DP}}} * E_{\text{uk DP10kV}} \qquad (2)$$

Gdje je:

E_{k} -isporučena energija - karakteristična vrijednost
$S_{\text{inst VP}}$ -instalirana snaga na promatranom VP 10(20)kV
$S_{\text{inst DP}}$ -ukupna instalirana snaga 10(20)/0,4 kV DP-a(bez tuđih osnovnih sredstava (OS))
$E_{\text{uk DP}}$ -ukupna isporučena energija DP-a na 10(20) kV razini
E_{VP} -isporučena energija VP

Nakon što se izračuna karakteristična vrijednost, računa se koeficijent ($K_{\text{I1-1}}$), kao omjer prikupljenih podataka (E_{VP}) i karakteristične vrijednosti te se boduje prema tablici 2.

$$K_{\text{I1-1}} = \frac{E_{\text{VP}}}{E_{\mathrm{k}}} * 100\ \% \qquad (3)$$

Tablica 1 - Izračun bodova pokazatelja [I-1.1] za VP, TS, NN izlaz

Pokazatelj	$K_{\text{I1-1}}$	Broj bodova
Isporučena energija [I-1.1]	$K_{\text{I1-1}} < 60\%$	0
	$60\% \leq K_{\text{I1-1}} < 100\%$	10
	$100\% \leq K_{\text{I1-1}}$	20

- TS 10(20)/0,4 kV

Karakteristična vrijednost za isporučenu energiju u protekloj kalendarskoj godini računa se prema jednadžbi (4):

$$E_{\mathrm{k}} = \frac{S_{\text{inst TS}}}{S_{\text{inst DP}}} * E_{\text{uk DP 0,4 kV}} \qquad (4)$$

Gdje je:

E_{k} -isporučena energija - karakteristična vrijednost
$S_{\text{inst TS}}$ -nazivna snaga promatranog transformatora
$S_{\text{inst DP}}$ -instalirana snaga 10(20)/0,4 kV DP-a (bez tuđih OS)
$E_{\text{uk DP 0,4kV}}$ -ukupna isporučena energija DP-a na 0,4 kV razini
E_{TS} -isporučena energija promatrane TS

Nakon što se izračuna karakteristična vrijednost, računa se koeficijent ($K_{\text{I1-1}}$), kao omjer prikupljenih podataka (E_{TS}) i karakterističnih vrijednosti te njihovo bodovanje prema tablici 2.:

$$K_{\text{I1-1}} = \frac{E_{\text{TS}}}{E_{\mathrm{k}}} * 100\ \% \qquad (5)$$

- Niskonaponski izlaz

Referentna vrijednost za isporučenu energiju u protekloj kalendarskoj godini računa se prema jednadžbi (6):

$$E_{\text{ref}} = \frac{E_{\text{uk DP}}}{\text{NN}_{\text{izlaz}}} \quad (6)$$

Gdje je:

E_{ref} -isporučena energija (referentna vrijednost)
$E_{\text{uk DP}}$ -ukupna isporučena energija DP-a na 0,4 kV razini
NN_{izlaz} -ukupan broj NN izlaza
E_{NN} -isporučena energija promatranog NN izlaza

Nakon izračunate referentne vrijednosti računa se koeficijent ($K_{\text{I1-1}}$), kao omjer prikupljenih podataka (E_{NN}) i referentne vrijednosti te njihovo bodovanje prema tablici 2.

$$K_{\text{I1-1}} = \frac{E_{\text{NN}}}{E_{\text{ref}}} * 100\ \% \quad (7)$$

2.3.1.2. Karakter konzuma – udio poduzetništva (max 10 bodova)

Ovaj pokazatelj predstavlja ukupnu isporučenu energiju za kupce u kategoriji poduzetništvo, za promatrani element mreže. Kao izvor podataka koristi se aplikacija Billing. Referentna vrijednost koeficijenta poduzetništva ($k_{\text{ref poduz.}}$) računa se po jednadžbi (8):

$$k_{\text{ref poduz.}} = \frac{E_{\text{uk poduz. DP}}}{E_{\text{uk DP}}} \quad (8)$$

gdje je:

$E_{\text{uk poduzetništvo DP}}$ -ukupna isporučena energija kategoriji potrošača poduzetništvo na razini DP
$E_{\text{uk DP}}$ -ukupna isporučena energija DP-a na 0,4 kV razini

Referentna vrijednost energije ($E_{\text{VP poduz ref}}$, $E_{\text{TSpoduz ref}}$ $E_{\text{NN poduz ref.}}$) na promatranom elementu mreže računa se prema jednadžbama (9), (10) i (11):

Vodno polje 10(20) kV

$$E_{\text{VP poduz ref.}} = k_{\text{ref poduz}} * E_{\text{VP}} \quad (9)$$

TS 10(20)/0,4 kV

$$E_{\text{TSpoduz ref.}} = k_{\text{ref poduz}} * E_{\text{TS}} \quad (10)$$

Niskonaponski izlaz

$$E_{\text{NN poduz ref.}} = k_{\text{ref poduz}} * E_{\text{NN}} \quad (11)$$

Nakon provedenih proračuna bodovanje se vrši prema tablici 3.

Tablica 2 - Izračun bodova pokazatelja [I-1.2] VP, TS, NN izlaz

Pokazatelj		Broj bodova
Karakter konzuma - udio poduzetništva [I-1.2]	$E_{\text{VP,TS,NN poduz.}} \leq E_{\text{VP, TS, NN ref poduz.}}$	0
	$E_{\text{VP,TS,NN poduz.}} > E_{\text{VP, TS, NN ref poduz.}}$	10

2.3.1.3. Vršno opterećenje (max 20 bodova)

Ovo je pokazatelj kojim se određuje vršno opterećenje promatranog elementa mreže u odnosu na referentno opterećenje.

- **Vodno polje 10(20) kV**

Referentna vrijednost za vršno opterećenje pretežno zračnog dalekovoda 10(20) kV(dalekovod sa više od 10% zračnog voda) računa se prema jednadžbi (12):

$$P_{\text{ref}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{\text{VP DV i}}}{\text{n}} \quad (12)$$

Gdje je:

P_{ref} -vršno opterećenje - referentna vrijednost

$P_{\text{VP DV i}}$ -vršno opterećenje pretežno zračnog dalekovoda DV 10 kV
n -broj DV 10 kV na području promatranog DP-a

Referentna vrijednost za vršno opterećenje pretežno kabelskog dalekovoda 10(20)kV (više od 90% voda izvedeno kabelom) računa se prema jednadžbi (13):

$$P_{\text{ref}} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{\text{VP KB i}}}{\text{n}} \quad (13)$$

Gdje je:

P_{ref} -vršno opterećenje - referentna vrijednost
$P_{\text{VP KB i}}$ -vršno opterećenje kabelskog dalekovoda KB 10(20)kV
n -broj kabelskih dalekovoda 10 kV na području DP-a

Sada se proračunava koeficijent ($K_{\text{I1-3}}$), kao omjer prikupljenih podataka ($P_{\text{VP DV}}$, $P_{\text{VP KB}}$) i referentnih vrijednosti te njihovo bodovanje u tablici 4.:

$$K_{\text{I1-3}} = \frac{P_{\text{VP DV,KB}}}{P_{\text{ref}}} * 100\ \% \quad (14)$$

Tablica 0 - Izračun bodova pokazatelja [I-1.3] za VP, TS, NN izvod

Pokazatelj	$K_{\text{I1-3}}$	Broj bodova
Vršno opterećenje [I-1.3]	$K_{\text{I1-3}} < 40\%$	0
	$40\% \leq K_{\text{I1-3}} < 60\%$	10
	$60\% < K_{\text{I1-3}}$	20

- **TS 10(20)/0,4 kV**

Referentna vrijednost za vršno opterećenje računa se prema jednadžbi:

$$P_{\text{ref}} = S_{\text{n}} * cos\emptyset \quad (15)$$

Gdje je:

P_{ref} -vršno opterećenje - referentna vrijednost
S_{n} -nazivna snaga promatranog transformatora
cos φ -faktor snage
P_{TS} -vršno opterećenje trafostanice

Nakon izračuna referentne vrijednosti, računa se koeficijent ($K_{\text{I1-3}}$), kao omjer prikupljenih podataka (P_{TS}) i referentnih vrijednosti te se vrši bodovanje prema tablici 4.

$$K_{\text{I1-3}} = \frac{P_{\text{TS}}}{P_{\text{ref}}} * 100\ \% \quad (16)$$

Niskonaponski izlaz

Referentna vrijednost za vršno opterećenje NN izlaza računa se prema jednadžbi (4.18):

$$P_{\text{ref}} = \frac{P_{vršno\ \ DP}}{\text{n}_{\text{NN}}} \quad (17)$$

Gdje je:

P_{ref} -vršno opterećenje - referentna vrijednost
$P_{\text{vršno DP}}$ -vršno opterećenje DP-a (izvor SCADA)
n_{NN} -ukupan broj NN izlaza DP-a
P_{NN} -vršno opterećenje NN izlaza

Nakon izračuna referentne vrijednosti proračunava se koeficijent ($K_{\text{I1-3}}$) kao omjer prikupljenih podataka (P_{TS}) i referentnih vrijednosti, te bodovanje prema tablici 4-4.

$$K_{\text{I1-3}} = \frac{P_{\text{NN}}}{P_{\text{ref}}} * 100\ \% \quad (18)$$

2.3.2 Grupa [I-2] –Kvarovi (max 30 bodova)

Ova grupa pokazatelja opisuje „zdravlje“ promatranog elementa mreže tj. uspoređuje broj kvarova i broj minuta/kupac s referentnim vrijednostima unutar DP-a.

Referentna vrijednost se računa kao ukupni zbroj (kvarovi, minuta/kupac) kroz ukupni broj pogođenih elemenata mreže (zanemarujemo elemente koji nisu imali kvar). Podaci se uzimaju za proteklu kalendarsku godinu. Referentna vrijednost se računa posebno za VP 10(20) kV, za TS 10(20)/0,4 kV i za NN izlaze. Maksimalan mogući zbroj bodova je 30 za ovu grupu kriterija.
Izračun referentnih vrijednosti:

- **Za VP 10(20) kV**

$$K_{\text{kvar ref}} = \frac{K_{\text{kvar VP DP}}}{n_{\text{VP}}} \qquad (19)$$

gdje je:

$K_{\text{kvar ref}}$ - prosječan broj kvarova na VP 10(20) kV unutar DP vrijednost
$K_{\text{kvar VP DP}}$ - ukupan broj kvarova VP 10(20) kV unutar DP-a
n_{VP} - ukupan broj pogođenih VP 10(20) kV

- **Za TS 10(20)/0,4 kV**

$$K_{\text{kvar ref}} = \frac{K_{\text{kvar TS DP}}}{n_{\text{TS}}} \qquad (20)$$

gdje je:

$K_{\text{kvar ref}}$ - prosječan broj kvarova na TS 10(20)/0,4 kV unutar DP
$K_{\text{kvar TS DP}}$ - ukupan broj kvarova TS 10(20)/0,4 kV unutar DP-a
n_{TS} - ukupan broj pogođenih TS 10(20)/0,4 kV

- **Za NN izlaze**

$$K_{\text{kvar ref}} = \frac{K_{\text{kvar NN DP}}}{n_{\text{NN}}} \qquad (21)$$

gdje je:

$K_{\text{kvar ref}}$ - prosječan broj kvarova na NN izlazima unutar DP
$K_{\text{kvar NN DP}}$ - ukupan broj kvarova NN izlaza unutar DP-a
n_{TS} - ukupan broj pogođenih NN izlaza

Nakon što su izračunate referentne vrijednosti vrši se bodovanje temeljem prikupljenih podataka (K_{kva}, K_{min}).

Tablica 5 - Izračun bodova kriterija [I-2]

Pokazatelj	kriterij	10(20) kV	10(20)/0,4 kV	0,4 kV
Statistika kvarova – broj kvarova [I-2.1] usporediti objekt s prosječnom vrijednosti unutar DP (u prošloj godini)	Broj kvarova na promatranom elementu (K_{kvar}) ≥ od referentne vrijednosti DP-a ($K_{kvarref.}$)	15	15	15
Statistika kvarova – minuta/kupac [I-2.2] usporediti objekt s prosječnom vrijednosti unutar DP (u prošloj godini)	Broj minuta/kupac na promatranom elementu (K_{min}) ≥ od referentne vrijednosti DP-a ($K_{minref.}$)	15	15	15

Iste formule i princip koristimo i kod izračuna minuta/kupac.

2.3.3 Grupa [I-2] Okolišno/klimatski pokazatelji (max 20 bodova)

Okolišno/klimatski pokazatelji su grupa pokazatelja koje opisuje stanje i smještaj u prostoru promatranog elementa mreže. Prema utvrđenom činjeničnom stanju o smještaju objekta u prostoru te klimatskim utjecajima, vrši se bodovanje prema tablici 4-6.
Mogući okolišni uvjeti su: šumsko zemljište, nepristupačan teren, poljoprivredna područja, područja naseljena pticama i drugo a mogući klimatski uvjeti su: posolica, vjetar, led, snijeg i drugo.

Tablica 3 - Izračun bodova pokazatelja [I-3] VP, TS, NN izlaz

Pokazatelj		**Broj bodova**
Okolišno-klimatski uvjeti	**Okolišni uvjeti [I-3.1.]**	10
	Klimatski uvjeti [I-3.2]	10

3. IMPLEMENTACIJA METODOLOGIJE

3.1 Prikupljanje ulaznih podataka

Podaci potrebni za izvođenje proračuna prikupljaju se na razne načine, bilo iz neke od HEP-ovih aplikacija, bilo mjerenjem ili pak izračunom, (tablica 7).

Tablica 4 - Prikupljanje podataka

	Starost	Energija	Vršna snaga	Karakter potrošnje	Kvarovi/ Kupac*minuta	Okolišno/ Klimatski uvjeti
Izvor podataka	Osnovna sredstva	Billing/SAP	Očitanje/ izračun	Billing/ SAP	DISPO/AVS	Pogonski podaci
NN izlaz	+	+	+	+	+	+
TS 10(20)/0,4 kV	+	+	+	+	+	+
VP 10(20) kV	+	+	+	+	+	+

3.2 Model u MS EXCEL-u

Ulaganja u revitalizaciju dotrajale opreme optimiraju se na razini distribucijskih područja odnosno terenskih jedinica. Nakon postupka prikupljanja podataka sam postupak bodovanja CI metodologijom se vrši u excel modelu. Excel model se sastoji od šest povezanih List-ova:

1_Raspodjela plana – programi
2_Referentni podaci
3_Unos podataka – objekti
4_Unos podataka – ulaganja
5_razrada programa
6_CI metodologija

Tablica 8 - List 6_CI metodologija

Sum of BODOVI								
Redni broj	Terenska jedinica	Vrsta	Naziv objekta	Program/plan	Godina plana	Ukupno	Težinski	Zbroj
1036	TJ Županja	DV	DV Štitar-Fooder	REV	2021	260,000.00 kn	0.003824	134.33
970	TJ u Sjedištu	DV	DV Jošine-Nova Brana	REV	2021	160,000.00 kn	0.003206	134.33
961	TJ u Sjedištu	DV	DV Žankovac-Ostrovo	REV	2021	450,000.00 kn	0.003392	127.26
1049	TJ Županja	DV	DV Šiškovci-Retkovci	REV	2021	900,000.00 kn	0.023823	127.26
157	TJ u Sjedištu	TS	KTS 10(20)/0.4KV NOVO SELO 4	REV	2021	95,000.00 kn	0.003456	120.19
1057	TJ Županja	DV	Gundinci	REV	2022	880,000.00 kn	0.005528	120.19
1054	TJ Županja	DV	Kruševica	REV	2022	1,699,000.00 kn	0.009575	120.19
971	TJ u Sjedištu	KB	KB Vinteks	REV	2021	385,000.00 kn	0.001254	116.66
983	TJ u Sjedištu	DV	DV Jarmina	REV	2023	150,000.00 kn	0.002218	116.66
1039	TJ Županja	KB	KB Strossmayerova	REV	2023	165,000.00 kn	0.000877	116.66
1045	TJ Županja	DV	DV Bošnjaci	REV	2023	780,000.00 kn	0.00645	116.66
34	TJ u Sjedištu	TS	PTTS 10(20)/0.4KV ĐURĐANCI 1	REV	2021	30,000.00 kn	0.001729	113.12
1055	TJ Županja	DV	Babina Greda 1	REV	2023	500,000.00 kn	0.011716	113.12
962	TJ u Sjedištu	DV	DV Sopot-Kunjevci	REV	2023	130,000.00 kn	0.001032	111.55
1088	TJ Županja	MRNN	KBNN IZ PTTS PODGAJCI 1, POSAVSKI PODGAJCI (A - M. GUPCA 181-137)	REV	2021	300,000.00 kn	0.081122	109.59
987	TJ u Sjedištu	KB	KB Meštrovićeva	REV	2023	300,000.00 kn	0.002991	109.59
1091	TJ Županja	MRNN	KBNN IZ ŽSTS PODGAJCI 2, POSAVSKI PODGAJCI (D - M. GUPCA 71-137)	REV	2021	364,000.00 kn	0.162509	109.59
1035	TJ Vukovar	DV	DV Đeletovci	REM_MOD				109.00
954	TJ u Sjedištu	DV	DV Mirkovci	REV	2024	600,000.00 kn	0.008382	106.05
958	TJ u Sjedištu	KB	KB Kralja Tomislava	REV	2025	300,000.00 kn	0.001362	106.05
979	TJ u Sjedištu	KB	KB 12 redarstvenika	REV	2024	200,000.00 kn	0.000419	106.05
990	TJ u Sjedištu	DV	DV Ivankovo	REV	2024	300,000.00 kn	0.00868	106.05
1078	TJ Županja	MRNN	D - J. J . STROSSMAYERA 203A-147(KBNN IZ KTS STOSSMAYEROVA ŽUPANJA - IZLAZ D) -SNP	REV	2022	200,000.00 kn	0.087064	106.05
1092	TJ Županja	MRNN	KBNN IZ PTTS ŠAMAC 1 - IZLAZ H-(G - KRALJA ZVONIMIRA 1-61)	REV	2021	200,000.00 kn	0.025513	106.05
1085	TJ Županja	MRNN	B - J.J.STROSSMAY 26-50, (KBNN IZ KTS KOLODVOR ŽUPANJA - IZLAZ B) - SNP	REV	2023	210,000.00 kn	0.106107	106.05
1037	TJ Županja	DV	DV Rastovica	REV	2024	600,000.00 kn	0.003202	106.05
967	TJ u Sjedištu	KB	KB Matije Gupca	REV	2025	500,000.00 kn	0.00246	106.05
1040	TJ Županja	KB	KB B. Kidriča 1	REV	2025	700,000.00 kn	0.002842	106.05
1099	TJ Županja	MRNN	KBNN IZ PTTS ŠAMAC 1, SLAVONSKI ŠAMAC - IZLAZ H(G - KRALJA ZVONIMIRA 1-61)	REV	2023	200,000.00 kn	0.025513	106.05
1053	TJ Županja	DV	Babina Greda 20	REV	2025	500,000.00 kn	0.025689	106.05
1041	TJ Županja	KB	KB M. Ilijevića 1	REV				104.28
1016	TJ Vukovar	DV	DV Bobota	REM_MOD				104.09

Tablica je finalni proizvod CI metodologije te služi kao pomoćni alat kod planiranja.

3.3 Pilot projekt

Za potrebe izrade planova investicija za 2019. godinu i programa unutar plana investicija distribucijska područja (DP) koristila su „Kriteriji za revitalizaciju elektroenergetskih objekata". Grupa područja istok (DP Elektroslavonija Osijek, DP Elektra Vinkovci, DP Elektra Slavonski brod, DP Elektra Virovitica, DP Elektra Požega) sudjelovali su u pilot projektu ove metodologije. Kao ulazni podaci za pilot projekt korišteni su objekti iz trogodišnjeg Programa revitalizacije dotrajale opreme.
DP-ovima su dostavljeni svi podaci potrebni za popunjavanje excel modela. Sam proces popunjavanja je trajao oko mjesec dana nakon kojeg se krenulo u analizu istih.
U postupku analize naturalnog plana došlo je do velike razlike u broju objekata između „starog" plana i plana izrađenog pomoću CI metodologije. Razlika se pojavljuje jer je u prijašnjim planovima kao objekt promatranja uzet cijeli rasplet trafostanice, dok u metodologiji predmet rangiranja je NN izlaz pa se pojavljuje veći broj objekata.
Kod financijske analize plana ustanovilo se da nakon što su objekti rangirani pomoću metodologije otprilike 60 % plana za promatranu godinu financijski ostaje isti, a 40 % plana čine objekti koji su se ranije nalazili u druge dvije godine.

3.3 Trenutno stanje

CI metodologija je u upotrebi na razini cijelog HEP ODS-a od lipnja 2019 godine (izrada planova investicija za 2020. g.) CI metodologija je srednjoročno rješenje, predviđena za korištenje do konačne implementacije AIM/CBRM (Asset Investment Management/(Condition Based Risk Management) metodologije. AIM/CBRM metodologija je zahtjevna za implementaciju, ponajviše zbog velikog seta podataka potrebnih za njezino korištenje. Primjera radi, za ocjenu stanja transformatora potrebno je više od 30 podataka.
CI metodologija traži bitno manji set podataka i jednostavnija je za upotrebu. Njezino korištenje pozitivno utječe na svijest korisnika o potrebi kontinuiranog i sustavnog prikupljanja informacija o elektroenergetskoj mreži te uvođenja odgovarajućih aplikacija i baza podataka.
Moguća su i daljnja poboljšanja CI metodologije, prvenstveno u području kriterija STANJE (C-Condition) gdje bi se osim starosti objekta trebalo bodovati i njegovo stanje, utvrđeno redovitim i izvanrednim pregledima, u sklopu procesa održavanja.

4. ZAKLJUČAK

Kako je navedeno u samom početku referata, u HEP ODS-u je postojala potreba za ujednačavanjem kriterija planiranja. Nakon provedenog pilot projekta, kao najveća prednost istaknuta je mogućnost pregleda najrizičnijih elemenata mreže (budući revitalizacijski objekti) na jednom mjestu. Također kao pozitivno je istaknuto i to da je metodologija zasnovana na egzaktnim podacima.
Sama metodologija je „ograničena" trenutno dostupnim podacima unutar HEP ODS-a, a daljnjim razvojem poslovnih aplikacija i tehnologija mjerenja i nove metodologije će napredovati.

LITERATURA

[1] Milorad V. Čavlović V, 2019, " Metodologija C-I (condition – importance) za ocjenu i definiranje prioriteta zahvata na postojećoj imovini u HEP ODS-u ", CIGRE
[2] V. Čavlović, "Rangiranje investicijskih ulaganja u distribucijsku elektroenergetsku mrežu", Završni specijalistički, Sveučilište u Rijeci, Ekonomski fakultet, Rijeka, 2020. Dostupno na: https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:192:747476

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R6-01

UPOTREBA CENOVNIH SIGNALA U CILJU UBRZANJA ENERGETSKE TRANZICIJE

THE USE OF PRICE SIGNALS TO ACCELERATE THE ENERGY TRANSITION

Dunja GRUJIĆ, Elektrodistribucija Srbije, Republika Srbija
Miloš KUZMAN, Udruženje za pravo energetike Srbije, Republika Srbija
Željko ĐURIŠIĆ, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, Republika Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Energetska tranzicija sa fosilnih na obnovljive izvore energije se značajno ubrzala u prethodnih nekoliko godina usled dramatičnih posledica zagađenja životne sredine, klimatskih promena i sve nižeg nivoa rezervi fosilnih goriva. U okviru ovog rada izneti su neki od izazova energetske tranzicije sa kojima se suočava operator distributivnog sistema, među kojima su i: otežano upravljanje distributivnim elektroenergetskim sistemom, povećanje gubitaka električne energije, kao i potreba za dodatnim investicijama u mrežu kako bi se omogućilo priključenje novih korisnika sistema. Jedna od mogućnosti za olakšanje poslovanja operatora distributivnog sistema u uslovima energetske tranzicije je upravljanje potrošnjom i proizvodnjom električne energije. Analizirana je mogućnost upotrebe dinamičkih cena električne energije i promene načina određivanja cena pristupa distributivnom elektroenergetskom sistemu s ciljem upravljanja potrošnjom i proizvodnjom cenovnim signalima. Pre svega prikazani su trenutni cenovni modeli snabdevača i operatora distributivnog sistema u Crnoj Gori i Republici Srbiji, a potom su izneti predlozi novih cenovnih modela i njihov uticaj kako na operatora distributivnog sistema i snabdevače, tako i na korisnike sistema.

Ključne reči: energetska tranzicija, operator distributivnog sistema, cenovni signali, upravljanje potrošnjom i proizvodnjom električne energije

ABSTRACT

Energy transition from fossil to renewable energy sources has accelerated significantly in the past few years due to the dramatic consequences of environmental pollution, climate change and the decreasing level of fossil fuel reserves. This paper presents certain energy transition challenges faced by the distribution system operator, some of which are: difficult management of the distribution power system, increase in energy losses, as well as the need for additional investments in the distribution network in order to enable the connection of new system users. One of the possibilities for facilitating the operation of the distribution system operator in the conditions of energy transition is management of electricity consumption and production. The possibility of using dynamic electricity prices and changing the way of determining prices of access to the distribution power system with the aim of managing consumption and production with price signals was analysed in this paper. The current price models of suppliers and operators of the distribution system in Montenegro and the Republic of Serbia are shown here. In addition to this, the paper also presents proposals of new price models and their impact on operators of the distribution system, suppliers, and system users.

Key words: energy transition, distribution system operator, price signals, management of electricity consumption and production

dunja.grujic@ods.rs
milos.kuzman@upes.rs
djurisic@etf.rs

1. UVOD

Usled sve izraženijih posledica zagađenja životne sredine i globalnog zagrevanja očigledna je neophodnost energetske tranzicije sa fosilnih goriva na obnovljive izvore energije. Kako bi se energetska tranzicija uspešno sprovela potrebno je promeniti tradicionalne uloge operatora prenosnog i distributivnog elektroenergetskog sistema, modernizovati i automatizovani sistem i podsticati rad učesnika na tržištu električne energije koji doprinose tranziciji. Prethodnih godina u centru pažnje su u kontekstu energetske tranzicije bili operatori prenosnih sistema, i fokus je bio na razvoju prenosne mreže i njenih kapaciteta. Dodatno je zaključeno da se tek uz učešće svakog pojedinca energetska tranzicija može brze i održivije sprovesti npr. kroz koncepte kupca-proizvođača, unapređenje energetske efikasnosti ili štednju električne energije. S obzirom na navedeno, distributivni elektroenergetski sistem se našao u žiži interesovanja evropske naučne i stručne javnosti, kao i nosilaca regulatornih aktivnosti.

Definisani su novi korisnici sistema među kojima su proizvođači električne energije, kupci-proizvođači, skladištari, agregatori, kao i različiti vidovi udruživanja kao što su npr. zajednice obnovljivih izvora energije. Sve navedeno dovelo je do toga da distributivni elektroenergetski sistem od jednog pasivnog postane veoma aktivan sistem sa sve teže predvidivim tokovima snaga, što između ostalog otežava upravljanje sistemom, zaštitu sistema, ugrožava sigurnost snabdevanja, povećava opterećenje elemenata sistema, kao i gubitke, i iziskuje nove značajne investicije u sistem kako bi se omogućilo priključenje novih korisnika sistema. Naročito štetne posledice se javljaju u uslovima značajnog povećanja inflacije i cena električne energije na tržištu što bitno povećava troškove operatora distributivnog sistema pri čemu treba imati u vidu da je distribucija električne energije regulisana delatnost.

U okviru ovog rada dati su predlozi za smanjenje pomenutih negativnih posledica a na korist svih korisnika sistema i ubrzanje energetske tranzicije. U naučnim krugovima analizira se mogućnost upotrebe dinamičkih tarifa za pristup distributivnom sistemu i dinamičkih cena električne energije, a u okviru ovog rada biće dati predlozi rešenja za upotrebu dinamičkih tarifa u Republici Srbiji i Crnoj Gori.

2. PRISTUP DISTRIBUTIVNOM SISTEMU ELEKTRIČNE ENERGIJE

U Republici Srbiji Izmenama i dopunama Zakona o energetici [1] i Zakonom o korišćenju obnovljivih izvora [2] krajnji kupci, proizvođači električne energije, kupci-proizvođači, skladištari, snabdevači, agregatori i drugi operatori sistema definisani su kao korisnici sistema i učesnici na tržištu. Svaki korisnik sistema ima obavezu uređenja pristupa sistemu, a operator sistema je dužan da korisnicima omogući pristup sistemu po regulisanim cenama po principima javnosti i nediskriminacije, [1]. Cene pristupa distributivnom sistemu [3] su regulisane [1] i određuju se na osnovu Metodologije za određivanje cena pristupa sistemu za distribuciju električne energije [4] koju donosi Agencija za energetiku Republike Srbije.

U Crnoj Gori korisnici sistema su definisani Zakonom o energetici [5] kao fizička ili pravna lica koja isporučuju u sistem ili iz njega preuzimaju električnu energiju. Cene za pristup sistemu [6] su takođe regulisane a donose se u skladu sa Metodologijom za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije [7] koju donosi Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne delatnosti.

2.1 Maksimalno odobreni prihod operatora distributivnog sistema

Maksimalno odobreni prihod operatora sistema po osnovu obavljanja delatnosti distribucije električne energije i upravljanja distributivnim sistemom, u Republici Srbiji, određuje se, između ostalog, na osnovu operativnih troškova (npr. troškova materijala, zarada, usluga korišćenja sistema za prenos električne energije, nabavke električne energije za sopstvenu potrošnju), troškova amortizacije i troškova za naknadu gubitaka. [4]

Maksimalno odobreni prihod operatora distributivnog sistema u Crnoj Gori određuje na sličan način kao u Republici Srbiji, a u cilju ograničenja dozvoljenog prihoda operatora, stvaranja preduslova za poboljšanje kvaliteta rada operatora sistema i njegove efikasnosti. [7]

2.2 Kategorije korisnika sistema

U Republici Srbiji definisane su sledeće kategorije korisnika sistema: “Potrošnja na srednjem naponu”, “Potrošnja na niskom naponu”, “Široka potrošnja” sa grupama “domaćinstva”, “ostala komercijalna potrošnja” i “javna i zajednička potrošnja”, “Javno osvetljenje” sa grupama “javno osvetljenje” i “svetleće reklame”. [4]

Svaki korisnik sistema za svako mesto primopredaje ima odobrenu snagu koja je zapravo maksimalna aktivna snaga na mestu priključenja koja je određena u odobrenju za priključenje, elektroenergetskoj saglasnosti, uslovima za projektovanje i priključenje ili drugim aktom kojim je odobreno priključenje objekta korisnika sistema. [8]

U Crnoj Gori prema naponu na mestu predaje električne energije i priključnoj snazi, kupci se dele na kupce kod kojih se snaga meri (kupci priključeni na 35 kV, 10 kV i 0,4 kV naponskom nivou sa odobrenom priključnom

snagom većom od 34,5 kW) i kupce kod kojih se snaga ne meri (kupci na 0,4 kV naponskom nivou sa odobrenom priključnom snagom 34,5 kW i manjom). [7]

2.3 Alokacija maksimalno odobrenog prihoda

Maksimalno odobren prihod operatora distributivnog sistema i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori alocira se na tarife za pristup sistemu korisnicima sistema [4, 7]. Cene pristupa sistemu za distribuciju električne energije, između ostalog, obezbeđuju pokrivanje opravdanih troškova poslovanja i investicija u obavljanju delatnosti distribucije električne energije i upravljanja distributivnim sistemom kojima se obezbeđuje kratkoročna i dugoročna sigurnost snabdevanja, odnosno održivi razvoj sistema, podsticanje ekonomske i energetske efikasnosti i nediskriminacija. [4]

Obračun naknade za pristup distributivnom sistemu u Republici Srbiji vrši se za krajnje kupce, kupce-proizvođače i operatore susednih distributivnih sistema za celokupnu električnu energiju koju preuzmu iz distributivnog sistema. Proizvođači, skladištari i ostali korisnici sistema nemaju obavezu plaćanja pristupa distributivnom sistemu. [4]

Obračun naknade za pristup distributivnom sistemu u Crnoj Gori vrši se za sve korisnike sistema za električnu energiju preuzetu iz distributivnog sistema (npr. krajnji kupci), odnosno isporučenu u distributivni sistem (npr. proizvođači), odnosno neto električnu energiju (za kupce-proizvođače). [7]

U Republici Srbiji za kategorije korisnika "potrošnja na srednjem naponu" i "Potrošnja na niskom naponu" meri se maksimalna snaga, aktivna i reaktivna električna energija, a obračunava odobrena snaga, prekomerna snaga (ukoliko je angažovana snaga viša od odobrene), preuzeta aktivna električna energija, preuzeta reaktivna električna energija i to dozvoljena i prekomerna (ukoliko je cos fi manji od 0,95). Za kategoriju "Široka potrošnja" obračunava se odobrena snaga i aktivna električna energija, a kategoriji „javno osvetljenje" samo aktivna električna energija. S obzirom na navedeno u Republici Srbiji maksimalno odobren prihod alocira se na tarife za snagu (odobrenu i prekomernu), aktivnu električnu energiju (viša i niža tarifa), reaktivnu električnu energiju (dozvoljena i prekomerna). [4]

Regulatorno dozvoljeni prihod operatora u Crnoj Gori obezbeđuje se naplaćivanjem usluge korišćenja sistema od kupaca po cenama kojima se nadoknađuju troškovi za angažovanje kapaciteta i cenama kojima se nadoknađuju troškovi opravdanih gubitaka pri čemu su obe naknade vezane za utrošak električne energije uz obračun fiksnog troška za angažovanje kapaciteta po mernom mestu, kao i od proizvođača za angažovani distributivni kapacitet i trošak opravdanih gubitaka. [7]

I u Republici Srbiji i u Crnoj Gori bez obzira na dužinu distributivnog puta, korisnici sistema koji pripadaju istoj kategoriji, plaćaju korišćenje sistema po istim cenama po kilovatu (kW), kilovatčasu (kWh), kilovarčasu (kvarh). [4, 7]

3. CENOVNI SISTEM ZA ELEKTRIČNU ENERGIJU

3.1 Tarifni sistem

Trenutni koncept tarifnog sistema za pristup distributivnom sistemu i cena snabdevača zasniva se uglavnom na količini preuzete, odnosno isporučene električne energije. Pored navedenog, postoje i fiksni troškovi pristupa sistemu za angažovanje kapaciteta po mernom mestu u Crnoj Gori [7] i trošak za odobrenu i prekomernu snagu po kW snage u Republici Srbiji [4], ali je njihovo učešće značajno manje od troškova koji zavise od električne energije.

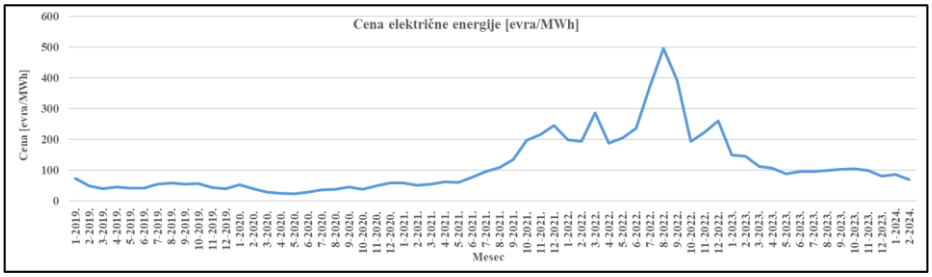
Korisnici sistema i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori mogu imati dvotarifni obračun (viša i niža tarifa) ili jednotarifni obračun. [4, 7] Često se kod komercijalnih snabdevača mogu i u slučaju dvotarifnog obračuna uočiti cene koje su identične za višu i nižu tarifu. U Republici Srbiji doba primene niže tarife za aktivnu energiju u distributivnom sistemu, ili pojedinim delovima sistema, se određuje radi obezbeđivanja uravnoteženog rada sistema i sprečavanja preopterećenja uređaja i opreme, a počinje između 22h i 24h i traje neprekidno osam časova svakog dana. [4] U Crnoj Gori doba primene niže tarife za aktivnu energiju u distributivnom sistemu traje od 23h do 07h narednog dana u periodu kada se koristi zimsko računanje vremena, a od 00h do 08h u periodu kada se koristi letnje računanje vremena. Za korisnike koji imaju nova multifukcionalna brojila niža tarifa je uvek od 23h do 7h narednog dana. Takođe, korisnici, kod kojih je tako podešen merni uređaj, nižu tarifu koriste i nedeljom. [7]

3.2 Cene snabdevača za električnu energiju

U Republici Srbiji i Crnoj Gori snabdevači samostalno određuju cene električne energije, izuzev garantovanog snabdevača kome se [1] u skladu sa Metodologijom za određivanje cena javnog snabdevanja [9] određuju cene [10] na koje saglasnost daje Agencija za energetiku. Pravo na garantovano snabdevanje imaju domaćinstva i mali kupci (oni koji imaju manje od 50 zaposlenih, ukupan godišnji prihod u iznosu do 10 miliona evra u dinarskoj protivvrednosti, čiji su svi objekti priključeni na distributivni sistem električne energije napona nižeg od 1 kV i čija je potrošnja električne energije u prethodnoj kalendarskoj godini do 30.000 kWh). [1] U Crnoj Gori definisani

su tarifni modeli (osnovni, zeleni, plavi i crveni) za kupce u slučaju CEDIS [11]. Oba modela, i u Crnoj Gori i u Republici Srbiji, podstiču štednju električne energije, tj. za nižu potrošnju imaju niže cene i popuste. U Republici Srbiji postoji i rezervni snabdevač za kog uslove i način obrazovanja i promene cene propisuje Vlada Republike Srbije [1], dok u Crnoj Gori postoji i snabdevač poslednjeg izbora [5].

Svi snabdevači, izuzev prethodno navedenih, samostalno određuju cenu električne energije, uglavnom na bazi prilika na tržištu. Na slici 1 prikazan je trend kretanja cena električne energije na berzi HUPX [12] u periodu od januara 2019. do februara 2024. godine. Može se primetiti da je u 2020. godini, kada je usled pandemije korona virusa privreda privremeno funkcionisala u smanjenom kapacitetu, cena električne energije bila niska. Nakon toga, usled ukrajinske krize, cena električne energije je naglo skočila i stabilizovala se tek pred kraj 2023. godine ali na značajno višim vrednostima u odnosu na 2019. i 2020. godinu.

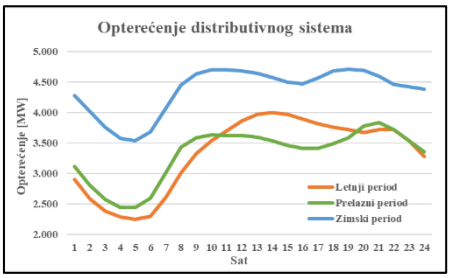


Slika 1. Prosečne cene električne energije na berzi HUPX od januara 2019. do februara 2024. godine [12]

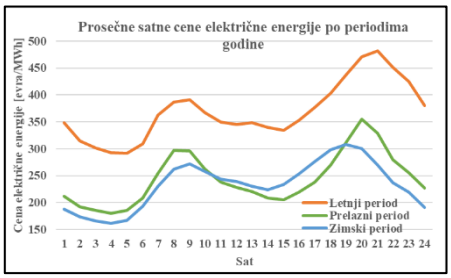
4. IZAZOVI PRED DISTRIBUTIVNIM SISTEMOM U SVETLU ENERGETSKE TRANZICIJE

Zbog ograničenog kapaciteta prenosnog sistema, nedovoljno balansne rezervne i visine investicija za velike proizvodne kapacitete, kako je već navedeno, distributivni sistem je postao značajan nosilac energetske tranzicije. Sve veći broj proizvođača i kupaca-proizvođača sa proizvodnim objektima iz obnovljivih izvora energije, čija je proizvodnja uglavnom varijabilna (sunce, vetar), priključuje se na distributivni sistem. Takođe, očekuje se priključenje prvih skladišta, početak rada prvih agregatora, kao i drugih korisnika sistema. Navedeno donosi brojne izazove operatorima distributivnih sistema pre svega u upravljanju sistemom, održavanju napona, sigurnosti snabdevanja, potrebama za dodatnim balansnom rezervom i investicijama kako bi se omogućila sigurnost snabdevanja i integracija novih korisnika sistema u elektroenergetski sistem.

Kako bi se video uticaj do sada priključenih korisnika sistema i mogućnosti za integraciju novih u elektroenergetski sistem, izvršena je analiza opterećenja distributivnog sistema i cena električne energije po periodima za 2022. godinu. Na slici 2 prikazano je srednje satno opterećenje distributivnog sistema Republike Srbije. [13] Na slici 3 prikazane su prosečne satne cene električne energije u 2022. godini sa berze HUPX [12]. Meseci su grupisani po periodima godine i to prelazni (april, maj, septembar, oktobar), zimski (novembar , decembar, januar, februar, mart) i letnji (jun, jul, avgust). [14]



Slika 2. Srednje satno opterećenje distributivnog sistema Republike Srbije [13]



Slika 3. Prosečne satne cene električne energije u 2022. godini sa berze HUPX [12]

Sa slike 2 može se zaključiti da je u zimskom periodu opterećenje elektrodistributivnog sistema Republike Srbije veće nego u prelaznom i letnjem periodu što je dominantno posledica većih potreba za električnom energijom za zagrevanje prostora. U letnjem i prelaznom periodu opterećenje je značajno niže, s tim što je u letnjem periodu izraženo značajno veće opterećenje u popodnevnim satima što je uglavnom posledica korišćenja električne energije za hlađenje prostora. U svim periodima godine opterećenje u nižoj tarifi (noćnom periodu) je značajno niže od opterećenja u višoj tarifi.

Poređenjem slika 2 i 3 može se primetiti da u prelaznom i zimskom periodu cena električne energije prati opterećenje sistema – što je više opterećenje sistema, tj. veća potražnja, cena električne energije je viša i obrnuto. Međutim u letnjem periodu, u popodnevnim satima, cena električne energije je gotovo jednaka cenama u toku noći, iako je sistem značajno više opterećen u odnosu na noćni period, kako je ranije objašnjeno analizom slike 2. Navedeno je posledica integracije značajnih kapaciteta solarnih elektrana što dovodi do velike ponude električne

energije iz solarnih elektrana u predmetnim satima, te iako je i potražnja značajna, cena električne energije ostaje na relativno niskom nivou. Daljom integracijom solarnih elektrana opisani efekat će samo biti izraženiji. Ista pojava dešava se u toku noći u sistemima sa značajnim integrisanim kapacitetima iz vetroelektrana, tj. u periodima kada je sistem slabo opterećen, a vetroelektrane imaju odličan potencijal za proizvodnju. Čak su u dosadašnjoj evropskoj praksi na berzama zabeležene i negativne cene električne energije, kao i injektiranje električne energije iz distributivnog u prenosni sistem, u periodima nižeg opterećenja sistema i velike penetracije električne energije proizvedene iz solarnih elektrana u toku dana, odnosno vetroelektrana u toku noći.

U Republici Srbiji injektiranje u prenosni sistem prvi put je zabeleženo 2017. godine u iznosu od 3 GWh, a već 2022. godine dostiglo je 21 GWh. [15] Važno je napomenuti da operator distributivnog sistema nema tarifu za pristup sistemu za injektiranu električnu energiju. Takođe, ona često pravi i dodatne tehničke gubitke u mreži. Do iste pojave dolazi i ukoliko proizvodni objekat nije priključen u blizini odgovarajuće potrošnje, te je neophodno birati optimalne tačke za priključenje proizvodnih objekata i posvećeno se baviti planiranjem mreže.

Pored navedenog, koncept obračuna za kupce-proizvođače i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori doprinosi ranije pomenutim problemima jer podstiče proizvodnju solarnih elektrana kupaca-proizvođača u letnjem periodu. Kupci-proizvođači imaju mogućnost akumuliranja viška u toku letnjeg perioda, uglavnom u višoj tarifi. Obračunski višak električne energije uglavnom koriste u zimskom periodu kada njihova solarna elektrana proizvodi značajno manje električne energije. Naravno, električna energija u zimskom periodu će se fizički preuzimati iz distributivnog sistema i to u višoj tarifi, pri čemu se dodatno opterećuje sistem u višoj tarifi, kada je inače već jako opterećen. [2, 5, 16, 17]

Daljom integracijom proizvodnih objekata iz obnovljivih izvora energije bez izmena u radu korisnika sistema i načina priključenja samo će dovesti do pojačavanja opisanih problema, zagušenja u sistemu i smanjenja kapaciteta za priključenje novih korisnika sistema. Naročito negativno može uticati na lokalizovane tačke u sistemu, te se problem preopterećenja, zagušenja i regulacije napona mora posmatrati lokalno. S obzirom na sve navedeno stručna javnost se već duže vreme bavi istraživanjima u ovoj oblasti. U ovom rada biće razmotrena upotreba dinamičkih tarifa kao sredstva za ubrzanje energetske tranzicije i prevazilaženje opisanih problema.

5. KONCEPT DINAMIČKIH TARIFA

Prema trenutno važećem tarifnom sistemu koji je opisan u poglavlju 3 postoje samo dve tarife – viša i niža, pri čemu pojedini korisnici sistema imaju i samo jednu tarifu. U Republici Srbiji niža tarifa je četiri puta jeftinija od više tarife, a u Crnoj Gori dva puta. [4, 7] Naravno, korisnici sistema su motivisani da koriste električnu energiju u nižoj tarifi, ali je ona na snazi u toku noći te je stoga teško značajnu potrošnju pomeriti iz više u nižu tarifu.

U konceptu dinamičkih tarifa, cene pristupa sistemu i cene električne energije bi se menjale u skladu sa prilikama u mreži, tj. ukoliko bi sistem bio preopterećen cene bi bile veoma visoke, dok bi ukoliko je sistem slabo opterećen, ili ima viška električne energije u mreži, bile niske. Korisnici sistema bi prirodno, na osnovu cenovnih signala, pomerali svoju potrošnju iz perioda viših cena u periode nižih cena. Dakle, dinamičkom promenom tarifa opterećenje se može pomeriti iz perioda maksimalnog opterećenja u periode manjeg opterećenja mreže ili u periode kada postoji višak električne energije u mreži npr. kada obnovljivi izvori proizvode električnu energiju. Suštinski efekat koji treba da podstakne dinamičko tarifiranje je usklađivanje vremenskih dijagrama potrošnje i lokalne proizvodnje u distributivnim sistemima sa visokim stepenom integracije varijabilnih OIE. Pomeranje opterećenja može doprineti većoj predvidljivosti rada sistema i tokova snaga u smislu da će npr. u periodima proizvodnje elektrana biti potrošnje koja će biti pomerena iz perioda vršnog opterećenja u period proizvodnje iz elektrane. Na taj način sistem bi biti rasterećen a proizvodnja iz varijabilnih izvora bi bila potrošena, uskladištena ili evakuisana na drugi način.

U okviru ovog rada razmatraće se mogućnosti za uvođenje dinamičkih tarifa za pristup sistemu koje bi pozitivno uticale na rad operatora distributivnog sistema u smislu rasterećenja sistema, lakšeg upravljanja sistemom, regulacije napona i frekvencije, povećanja balansne rezerve i omogućavanje integracije u sistem novih korisnika sistema bez dodatnih značajnih investicija i tako promenile njegovu ulogu od kočnice energetske tranzicije do njenog pokretača. Takođe, biće razmotrene i mogućnosti dinamičkih cena električne energije koju snabdevači prodaju korisnicima sistema kako bi se pozitivni efekti na operatora sistema pojačali, ali i kako bi snabdevači imali niže troškove nabavke električne energije koju bi prodavali i doprineli smanjenju troškova debalansa balansno odgovornim stranama. Takođe, biće razmotreno i korišćenje dinamičkih tarifa u različitim formama udruživanja kao što su npr. agregatorske grupe i zajednice obnovljivih izvora energije.

5.1 Preduslovi za uvođenje dinamičkih tarifa

Kako bi koncept dinamičkih tarifa mogao biti uveden neophodno je da korisnici sistema tehnički budu u mogućnosti da prate promenu tarifa i njihovo trajanje, kao i da operator sistema ima uvid u preuzetu i isporučenu električnu energiju dinamički, u različitim delovima dana. Navedeno se može postići isključivo ugradnjom naprednih mernih uređaja [18, 19] sa mogućnošću daljinskog očitavanja i merenja petnaestominutnih intervala

korisnicima sistema koji imaju dinamički obračun. U Republici Srbiji manje od 5% ukupnog broja mernih uređaja ispunjava ove kriterijume. [15] U 2023. i 2024. godini operator distributivnog sistema pokrenuo je opsežnu zamenu klasičnih mernih uređaja naprednim, a njihova ugradnja se mora nastaviti i u narednim godinama. U Crnoj Gori kod gotovo svih korisnika sistema ugrađeni su napredni merni uređaji.

Pored navedenog, potrebni su i napredni sistemi za obradu prikupljenih podataka. Ukoliko se zadrži trenutni model obračunskog perioda, koji je po pravilu kalendarski mesec [4, 7], operator distributivnog sistema bi snabdevačima na mesečnom nivou dostavljao petnaestominutne, ili satne podatke na osnovu kojih bi snabdevači izdavali račune krajnjim kupcima. Iste podatke bi dostavljao i operatoru prenosnog sistema za potrebe balansnog tržišta i proračuna debalansa balansno odgovornih strana. Takođe, na osnovu datih podataka obračunavao bi i pristup distributivnom sistemu. [1, 5]

Za primenu dinamičkih tarifa potreban je i razvoj sistema komunikacije između građana, privrede, snabdevača i drugih korisnika sistema i operatora sistema u smislu protoka informacija o promeni i vremenu trajanja tarifa jer se informacije moraju prenositi ispravno i blagovremeno. Takođe, neophodno je i razvijati i sistem za daljinsko upravljanje potrošnjom i proizvodnjom.

Kako bi se dinamičke tarife primenile potrebno je izmeniti regulativu u smislu obračuna pristupa distributivnom sistemu, razmene informacija operatora sistema i drugih učesnika na tržištu, kao i omogućavanja svim korisnicima sistema da učestvuju u različitim šemama dinamičkih tarifa. Pored navedenog, potrebno je edukovati korisnike sistema šta im mogu doneti dinamičke tarife i upravljanje potrošnjom i proizvodnjom, kao i kako prihvatanje pomenutih koncepata doprinosi radu sistema i energetskoj tranziciji.

5.2 Izazovi u primeni dinamičkih tarifa

Pored tehničkih preduslova opisanih u poglavlju 5.1 očekivani su i brojni izazovi u prihvatanju dinamičkih tarifa, pre svega jer delimično utiču na komfor života i poslovanje preduzeća. Korisnici sistema uglavnom koriste električnu energiju u periodima kada im je potrebna, bez obzira na njenu cenu. Ukoliko korišćenje uređaja treba prilagoditi ceni električne energije, a ne sopstvenim potrebama, može se očekivati da će korisnici sistema imati otpor prema promeni. Jednostavno, korisnici će se često odlučiti da imaju i više troškove u cilju zadržavanja sopstvenog komfora. Međutim, neminovnost energetske tranzicije to ne dozvoljava.

Očekuje se da na dinamičke tarife reaguju uglavnom industrijski potrošači koji imaju značajne troškove za električnu energiju tako što će reorganizovati svoje poslovanje. Može se očekivati i odgovarajuća reakcija domaćinstava sa naprednim uređajima visoke energetske efikasnosti koji se mogu programirati i kojima se može eventualno i daljinski upravljati, kao i finansijski najugroženijih korisnika sistema koji će štedeti i koristiti električnu energiju u periodima kada je ona povoljnija kako bi imali dodatne finansijske uštede.

Dinamičke tarife će imati svoj pun smisao u slučaju viših cena električne energije koje smo imali priliku da vidimo u prethodnom periodu (videti sliku 1), kao i u situaciji povećanog učešća varijabilnih izvora gde je jako teško upravljati sistemom i vršiti balansiranje te će i cene pristupa biti značajno više.

Pored navedenog, istraživanja su pokazala da su podsticaji za korišćenje dinamičkih tarifa obično nedovoljni da bi se korisnici sistema stimulisali jer građani obično ne postižu uštede koje su očekivali i nakon toga dolazi do demotivacije. Takođe, često korisnici sistema nemaju dovoljno velike resurse upravljive potrošnje da bi mogli da ostvare značajnije uštede, a takođe neretko svesno ne žele da se odreknu svog komfora. [20] Sve navedeno se može prevazići drastično višim cenama u periodima značajnog opterećenja sistema.

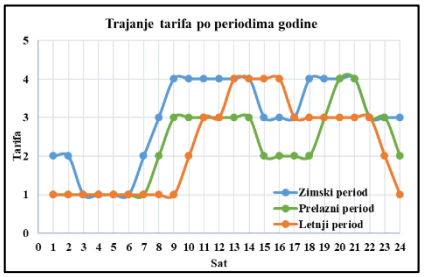
6. MOGUĆNOSTI UPOTREBE DINAMIČKIH TARIFA

6.1 Predlog postepenog uvođenja dinamičkih tarifa

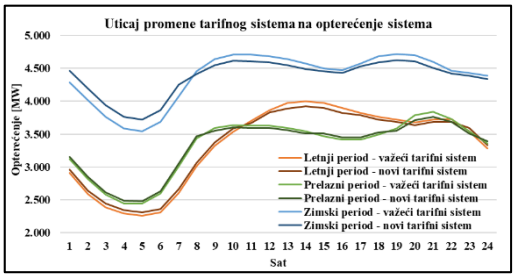
U različitim konceptima dinamičkih tarifa cena pristupa sistemu i cena električne energije može biti unapred ugovorena, menjati se u određenim periodima (npr. sezonski, mesečno), ili se menjati na satnom nivou u skladu sa trenutnim stanjem u mreži. Kako bi industrija i građani imali vremena da se prilagode novom konceptu, promene svoje navike ili reorganizuju potrošnju, potrebno je izvesno vreme i pristup informacijama. U tom smislu najbolje je početi sa postepenim promenama. S obzirom na to da napredni merni uređaji imaju registre za četiri različite tarife [17], može se za početak analizirati rad sistema sa četiri fiksne tarife umesto dosadašnje dve, čija bi suština bila smanjenje vršnog opterećenja sistema.

Na osnovu analize podataka prikazanih na slikama 2 i 3 [12, 13] mogu se prepoznati periodi različitog opterećenja. Za svaki period godine određen je sat sa najvećim opterećenjem, a potom i svi sati sa opterećenjem većim od 97% maksimalnog (u kojima bi se primenjivala najskuplja četvrta tarifa), između 91% i 97% (treća tarifa), između 85% i 91% (druga tarifa) i manjim od 85% (najjeftinija prva tarifa). Na slici 4 prikazan je raspored tarifa u danu po periodima godine.

Na slici 5 prikazan je uticaj promene tarifnog sistema na opterećenje sistema u Republici Srbiji po periodima godine. Pretpostavljeno je da će 2% opterećenja iz najskuplje, četvrte tarife, i 1% opterećenja iz treće tarife biti pomereno u prvu, odnosno drugu tarifu, ravnomerno po vremenima trajanja tarifa. Može se primetiti da će opterećenje sistema biti značajno niže u periodima vršnog opterećenja što je povoljno za elemente sistema, predikciju opterećenja i tokova snaga, smanjenje gubitaka, kao i poslovanja operatora, a takođe pruža mogućnost za integraciju novih korisnika sistema uz manje investicije od ranije planiranih. Takođe, opterećenje se povećava u periodima koji su najmanje opterećeni (npr. noćni period) što je takođe povoljno za sistem i lakšu integraciju novih korisnika sistema (npr. vetroelektrana čija proizvedena električna energija u toku noći može biti potrošena bliže tački proizvodnje). Navedeni efekti su najizraženiji u zimskom periodu, jer je tada opterećenje najveće, dok u prelaznom periodu gotovo da nema efekata jer su periodi u kojima važi treća i četvrta tarifa jako kratki, i dijagram opterećenja je prilično ujednačen što je posledica optimalnih temperatura te obično nema ni grejanja ni hlađenja prostora. Što je veća razlika u ceni najskuplje i najjeftinije tarife pretpostavljeni procenti na osnovu kojih je formirana slika 5 će biti viši, odnosno efekti dinamičkih tarifa će biti značajniji.



Slika 4. Raspored tarifa u danu, po periodima godine [13]



Slika 5. Uticaj promene tarifnog sistema na opterećenje sistema

Kako bi se postigli pomenuti optimalni rezultati, potrebno je da četvrta tarifa bude značajno skuplja od trenutno važeće cene za višu tarifu (npr. dvostruko), da treća tarifa bude jednaka cenama trenutno važeće više tarife, druga da bude jednaka cenama trenutno važeće niže tarife, a cena prve, najjeftinije tarife, da bude jednaka polovini trenutno važeće cene za nižu tarifu. Opisanim bi se korisnici sistema podstakli da se potrude i reorganizuju svoju potrošnju.

Ukoliko primena opisane četiri tarife da očekivane rezultate, vreme primena tarifa je potrebno periodično menjati u skladu sa prilikama u sistemu npr. ukoliko značajan broj korisnika pomeri svoju potrošnju iz tarife četiri u tarifu tri, postoji mogućnost da sistem u tarifi tri bude više opterećen nego u tarifi četiri i tada je neophodno promeniti period trajanja posebnih tarifa kako bi se zadržao njihov smisao. Takođe, to je jasan znak da bi bilo celishodno, nakon ovog prvog koraka, razmišljati o uvođenju pravih dinamičkih tarifa koje bi se menjale npr. na satnom nivou i odražavale pravo stanje u sistemu. Takođe, i snabdevači ukoliko cene električne energije određuju po principu ponude i potražnje, mogu davati nešto povoljnije, odnosno više cene krajnjim kupcima u različitim periodima.

6.2 Upotreba dinamičkih tarifa

Problem zagušenja, preopterećenja distributivnog sistema, nedostatka električne energije, evakuacije viška električne energije i upravljanja naponom su izazovi lokalnog karaktera. Dobar primer je isporuka električne energije iz distributivnog u prenosni sistem koja je opisana u poglavlju 4. Potrebno je razviti mehanizme po kojima će se dati problemi rešavati lokalno. Prenos problema na globalno rešavanje može biti kontraproduktivno i stvoriti slične ili drugačije probleme na nekom drugom (udaljenom) delu mreže.

U opisanom slučaju mogu se uvoditi različite dinamičke tarife u ograničenoj regiji kojima bi se rešavao lokalni problem u mreži. Neophodno je pratiti stepen integracije obnovljivih izvora energije i u tačkama velike lokalne proizvodnje nuditi niže tarife za korišćenje sistema u periodima proizvodnje električne energije. Navedeno će dovesti lokalno i do smanjenja gubitaka jer će se proizvedena električna energija trošiti blizu mesta proizvodnje u periodu proizvodnje, tj. električna energija će preći kraći put od proizvođača do potrošača i samim tim napraviti manje gubitke.

Pored navedenog, uvođenjem tarife za pristup distributivnom sistemu proizvođačima i skladištima za električnu energiju isporučenu u distributivni sistem (G komponenta) značajan deo izazova će biti prevaziđen. Tako će, u periodima velikog opterećenja mreže, za potrošače važiti visoka tarifa, a niska za proizvođače i skladišta za isporuku električne energije u mrežu (što će motivisati veću isporuku električne energije u mrežu, i manje preuzimanje), i obrnuto u periodima malog opterećenja. Takođe, tarife za pristup sistemu je potrebno rekonstruisati kako bi dominantno bile vezane za električnu energiju jer se će samo na taj način dinamičke tarife dobiti svoj pun smisao.

U kombinaciji sa upotrebom dinamičkih tarifa, korisnici sistema mogu davati i pomoćne usluge pri čemu će za određenu nadoknadu menjati svoj unapred dati plan rada. Na ovaj način eksplicitno, zaključenjem ugovora o pružanju pomoćnih usluga, mogu učestvovati u povećanju fleksibilnosti sistema. Kombinovanjem implicitnih metoda (reakcije na cenovne

signale dinamičkih tarifa) i eksplicitnih (pružanjem pomoćnih usluga) distributivni sistem će biti fleksibilniji, a korisnici sistema imati dodatne finansijske uštede, odnosno prihode, na mali uštrb svoje dodatne organizacije i komfora.

Dinamičke tarife svoj puni smisao mogu dobiti razvojem skladišta električne energije jer povećanjem balansne rezerve i kapacitetima za čuvanje električne energije u periodima kada postoji višak (niska cena) i njenom upotrebom u periodima kada u sistemu nema dovoljno električne energije (viša cena) mogu značajno doprineti ubrzanju energetske tranzicije i rešiti delom probleme sa kojima se susreće operator distributivnog sistema.

Pored toga, potrebno je motivisati kupce-proizvođače da postanu što nezavisniji od elektroenergetskog sistema kroz modele podsticaja potrošnje električne energije u periodima kada njihova solarna elektrana proizvodi električnu energiju [22]. Takođe, potrebno je podsticati rad agregatora [21] i različite vidove udruživanja kao što su zajednice obnovljivih izvora energije [23] jer se na taj način efekti svega prethodno iznetog mogu dodatno pojačati. Npr. agregatori pružanjem pomoćnih usluga mogu vršiti upravljanje potrošnjom i proizvodnjom za potrebe upravljanja sistemom. Takođe, ukoliko ne postoje eksplicitni zahtevi operatora, oni mogu delovati npr. i u cilju smanjenja debalansa kako bi sebi i članovima grupe doneli smanjenje troškova, odnosno povećanje prihoda. Agregatori će reakciju korisnika sistema, članova agregatorske grupe, uglavnom finansijski nagraditi kroz odloženo plaćanje računa i smanjenjem visine računa, što dodatno može podstaći uvođenje dinamičkih tarifa. [21] Upravo zbog navedenog neophodno je dalje razvijati tržište pomoćnih usluga i rad novih korisnika sistema. [24]

6.3 Postojeći modeli upravljanja potrošnjom

Koncept dinamičkih tarifa može se zasnivati na savesnosti korisnika tj. oslanjati se na njihovu reakciju na cenovne signale kako je ranije opisano. Međutim, mogu se uvesti i sistemi za daljinsko upravljanje potrošnjom npr. sistemima za hlađenje, odnosno grejanje prostorija i vode, punjačima za baterije električnih vozila i skladištima električne energije. Predmetni potrošači bi imali napajanje u periodima kada to prilike u sistemu dozvoljavaju, a ne bi imali napajanje kada je sistem preopterećen ili kada ima nedostatak električne energije. Za ovakav režim napajanja imali bi povlašćenu cenu pristupa sistemu.

U Republici Srbiji već postoji izdvojena tarifa za daljinski upravljanu potrošnju sa zasebnim merenjem. [4] Trenutni model obuhvata sistem za daljinsko upravljanje kotlovima za grejanje prostorija, TA peći i protočnih bojlera. Isporučena aktivna energija se meri preko posebnog mernog uređaja. Električna energija se isporučuje u trajanju od deset časova dnevno, od čega osam časova neprekidno, u vremenu koje određuje operator sistema, u skladu sa mogućnostima sistema za distribuciju električne energije. [4]

Opisani sistem je razvijen kao pilot projekat, a koji je potrebno ponovo oživeti kako bi se njegove mane i prednosti testirale. Naravno poželjno je proširiti njegove mogućnosti i funkcionalnosti. Ovaj već razvijeni sistem može se koristiti za upravljanje ne samo za sisteme za grejanje prostora i vode, već npr. i za hlađenje, punjenje skladišta i punjenje baterija električnih vozila. Takođe, mogu se umesto trenutno jedne tarife koristiti bar dve koje bi oslikavale približnije opterećenje sistema i eventualno druge lokalne probleme.

Opisano predstavlja idealnu platformu za testiranje dinamičkih tarifa na manjem broju korisnika koji se odluče da učestvuju u programu. Ovo naročito može biti korisno u rešavanju npr. lokalnog zagušenja - daljinski se može pustiti napajanje npr. sistemima za hlađenje prostora kako bi se energija proizvedena u solarnim elektranama iskoristila, ili uključivati programabilne mašine, puniti baterije električnih vozila ili grejati voda u akumulacionim bojlerima po povoljnim cenama (koje teže nuli) jer to doprinosi stabilnom radu sistema i smanjuje gubitke.

7. ZAKLJUČAK

Dvadeset i prvi vek doneo je neminovnost energetske tranzicije. S obzirom na savremeni, potrošački način života potrebno je uložiti velike napore kako bi se ona uspešno sprovela. U skladu sa navedenim, bez svesti svakog pojedinca o neophodnosti energetske tranzicije, i njegovim aktivnim učešćem, spram finansijskih i tehnoloških mogućnosti, taj cilj nije moguće ostvariti.

Priključenje proizvodnih objekata za proizvodnju električne energije (kroz koncepte proizvođača i kupaca-proizvođača) doprinosi energetskoj tranziciji ali donosi brojne, ranije opisane, izazove operatorima distributivnog sistema. U prevazilaženju tih izazova značajnu ulogu mogu imati dinamičke tarife, razvoj tržišta pomoćnih usluga, motivisanje novih korisnika sistema, npr. agregatora i skladišta, na aktivno učešće na tržištu električne energije, povećanje energetske efikasnosti, kao i štednja električne energije.

Kako bi došlo do uvođenja koncepta dinamičkih tarifa u Crnoj Gori i Republici Srbiji, pre svega je neophodno unaprediti regulatorno-pravni okvir, razviti sisteme informisanja, merenja, prikupljanja i razmene podataka i modernizovati mrežu i mernu infrastrukturu. Takođe, potrebno je unaprediti tarifne sisteme za obračun pristupa distributivnom sistemu uvođenjem višetarifnog sistema i G komponente, kao i staviti težište na tarife za aktivnu električnu energiju.

Potrebno je u svakom trenutku analizirati mrežu, vršiti studiozno planiranje rada sistema i priključenja novih korisnika sistema kako bi oni doprinosili radu operatora distributivnog sistema, a ne podsticati nastanak novih izazova.

Takođe, potrebno je pokretati pilot projekte gde bi se testirali programi dinamičkih tarifa i pomoćnih usluga u cilju sagledavanja pozitivnih i negativnih aspekata po operatora sistema i korisnike sistema. Modele je potrebno prilagoditi tako da korisnici sistema ostvaruju značajne uštede, odnosno prihode kako bi bili motivisani da učestvuju u programima, uz optimalne efekte na distributivni sistem u smislu smanjenja gubitaka, olakšanja upravljanja, sprečavanja zagušenja i mogućnosti za integraciju novih korisnika sistema bez velikih investicija u sistem.

LITERATURA

[1] Zakon o energetici ("Sl. glasnik RS", br. 145/2014, 95/2018 - dr. zakon i 40/2021)
[2] Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije ("Službeni glasnik RS", br. 40/21 i 35/2023)
[3] Cena pristupa sistemu za distribuciju električne energije https://www.aers.rs/FILES/Odluke/OCenama/2021-10-01_ED%20Cenovnik%20-%20distribucija.pdf [pristupljeno 13.03.2024]
[4] Metodologija za određivanje cena pristupa sistemu za distribuciju električne energije („Službeni glasnik RS“, broj 105/12), http://aers.rs/FILES/Metodologije/2012-10-31%20Metodologija%20distribucija%20EE%20SG%20105-12.pdf , [pristupljeno 13.03.2024]
[5] Zakon o energetici ("Službeni list Crne Gore", br. 005/16 od 20.01.2016, 051/17 od 03.08.2017, 082/20 od 06.08.2020)
[6] Odluka o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije za 2024. i 2025. godinu, https://regagen.co.me/wp-content/uploads/2023/11/2023.11.28_CEDIS_Odluka-RDP-i-cijene-za-2024.-i-2025-1.pdf, [pristupljeno 13.03.2024]
[7] Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije ("Službeni list Crne Gore", broj 71/2022 od 08.07.2022. godine), [pristupljeno 13.03.2024]
[8] Uredba o uslovima isporuke i snabdevanja električnom energijom ("Sl. glasnik RS", br. 84/2023)
[9] Metodologija za određivanje cene električne energije za javno snabdevanje. http://aers.rs/FILES/Metodologije/2014-08-08_Metodologija%20javno%20snabdevanje%20EE%20SG%2084-14.pdf [pristupljeno 13.03.2024]
[10] Cena električne energije za garantovano snabdevanje, https://www.aers.rs/FILES/Odluke/OCenama/20230926_Odluka%20o%20regulisanoj%20ceni.pdf, [pristupljeno 13.03.2024]
[11] Cene snabdevanja za domaćinstva u Crnoj Gori https://www.epcg.com/sites/admin.epcg.com/files/multimedia/main_pages/files/2021/10/cijene_za_snabdijevanje_krajnjih_kupaca_elektricne_energije_prikljucenih_na_distributivni_sistem_2.pdf , [pristupljeno 13.03.2024]
[12] Historical data HUPX, https://hupx.hu/en/market-data/dam/historical-data
[13] Godišnji izveštaj Elektrodistribucije Srbije za 2022. godinu, https://elektrodistribucija.rs/o-nama/informacije/dokumenta/GI_2022.pdf , [pristupljeno 13.03.2024]
[14] Pravila o radu distributivnog sistema, https://www.aers.rs/FILES/AktiAERS/AERSDajeSaglasnost/2017-07-19_Pravila%20o%20radu%20ED-ODS%20EPS%20distr.pdf , [pristupljeno 13.03.2024]
[15] Godišnji izveštaj Agenciju za energetiku Republike Srbije za 2022. godinu, https://www.aers.rs/Files/Izvestaji/Godisnji/Izvestaj%20Agencije%202022.pdf , [pristupljeno 13.03.2024]
[16] D. Grujić, M. Kuzman, “Modeli korišćenja električne energije kupaca-proizvođača”, Energija, ekonomija, ekologija, 2022, god. XXIV, br. 1, str. 8-16.
[17] Uredba o kriterijumima, uslovima i načinu obračuna potraživanja i obaveza između kupca – proizvođača i snabdevača ("Službeni glasnik RS", br. 83/2021 od 27.8.2021. godine)
[18] Funkcionalni zahtevi i tehničke specifikacije AMI/MDM sistema, sveska 1, Tehničke specifikacije brojila električne energije i komunikacionih uređaja, verzija 4.0, Usvojeno na Stručnom savetu EPS Distribucije, Beograd, 07.02.2019. godine, dostupno na: https://elektrodistribucija.rs/interni_standardi/pravila/Specifikacija_verzija%204.0_Sveska_1_Usvojeno_na_TSS_EPSD_07022019_objaviti.pdf , [pristupljeno 13.03.2024]
[19] Nova multifunkcionalna brojila, https://cedis.me/nova-multifunkcionalna-brojila/, [pristupljeno 13.03.2024]
[20] Dynamic network tariffs - an opportunity for the energy transition, November, 2023, CIRED
[21] D. Grujić, M. Kuzman, ULOGA AGREGATORA U RAZVOJU TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE, Electric Power Industry Journal, Vol. 1 (2023) No. 1, Article 2 (p. 15–29), doi: https://doi.org/10.18485/epij.2023.1.1.2
[22] D. Grujić, M. Kuzman, Ž. Đurišić, NOVI MODEL OBRAČUNA ELEKTRIČNE ENERGIJE KUPACA-PROIZVOĐAČA, Energija, ekonomija, ekologija, 2023, god. XXV, br. 2, doi: 10.46793/EEE23-2.57G
[23] M. Kuzman, D. Grujić, ULOGA ZAJEDNICA OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE U ENERGETSKOJ TRANZICIJI, Energija, ekonomija, ekologija, 2023, god. XXV, br. 1, doi: 10.46793/EEE23-1.40K
[24] Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R6-02

STATISTIČKI POKAZATELJI POVOLJNIH PERIODA ZA NABAVKU ELEKTRIČNE ENERGIJE ZA POKRIVANJE GUBITAKA KOD ODS U CRNOJ GORI U OKVIRU REGULATORNO DOZVOLJENOG PERIODA

STATISTICAL INDICATORS OF FAVOURABLE PERIODS FOR THE PROCUREMENT OF ELECTRICITY TO COVER NETWORK LOSSESS OF DSO IN MONTENEGRO WITHIN THE REGULATORY PERIOD

Andrija VUJOVIĆ, CEDIS d.o.o. Podgorica, Crna Gora
Jovana MALJKOVIĆ, CEDIS d.o.o. Podgorica, Crna Gora
Mladen APOSTOLOVIĆ, EFT TRADE d.o.o. Beograd, Srbija
Biljana IVANOVIĆ, Ministarstvo energetike i rudarstva, Crna Gora

KRATAK SADRŽAJ

Crnogorski operator distributivnog sistema (CEDIS), prema Zakonu o energetici [6], dužan je da na transparentan način na tržištu, preko odgovarajuće platforme berze električne energije (BELEN), kupuje električnu energiju samo za pokrivanje ukupnih gubitaka u distributivnom sistemu. Način sprovođenja nabavki energije za pokrivanje gubitaka je poslovna odluka. Na osnovu kretanja cijena u vremenu, iz njih izvedenih statističkih pokazatelja i njihovih međusobnih odnosa, određuju se povoljni periodi za nabavku tj. kupovinu električne energije tokom cijele godine za jednu ili više narednih.
Analizirajući statističke pokazatelje (dinamičke srednje vrijednosti i dinamičke "gornje granice" u proteklom desetogodišnjem periodu, prema referentnom veleprodajnom tržištu električne energije u Mađarskoj), a uzimajući u obzir ciljanu cijenu (regulatorno odobrenu cijenu), u radu je testirana metoda koja za cilj ima definisanje najpovoljnijih perioda za nabavku električne energije. Kako je trošak za kupovinu električne energije velika stavka za operatora distributivnog sistema (ODS), izborom trenut(a)ka sa što nižom cijenom, kao i dijela količine od ukupno očekivane, mogu se ostvariti značajne uštede.
Na kraju rada su navedene ideje i mogućnosti za dodatna unapređenja i proširenja metode za dobijanje povoljnijih rezultata u odnosu na ostvarene, a moguće je uvođenje i nekih dodatnih parametara i kriterijuma koji bi olakšali i pomogli u donošenju odluke o trenutku nabavke električne energije za pokrivanje gubitka kod ODS.

Ključne riječi: Električna energija – Gubici – Cijena – Nabavka – Kupovina – Regulatorni period – Budžet

ABSTRACT

The Montenegrin Power Distribution System Operator (CEDIS), according to the Energy Law [6], is obliged to transparently purchase electricity on the market, through the appropriate electricity exchange platform (BELEN), only to cover the total losses in the distribution system. The method of procuring energy to cover network losses is a business decision made by the DSO itself. Based on historical price trends, derived statistical indicators, and their relationships, the DSO identifies favorable periods for buying electricity.
Analyzing historical data (dynamic average values and dynamic upper bounds over the past ten years, based on the reference Hungarian wholesale electricity market) and considering the target price (price approved by the regulator), this paper tested a method to define the most favorable period for electricity procurement. Since the cost of electricity is a significant expense for DSOs, choosing the lowest possible price points can lead to substantial savings.
At the end of the paper, ideas and possibilities for additional improvements and extensions of the method are given, in order to obtain more favorable results in relation to the obtained ones, and it is possible to introduce some additional parameters and criteria which would ease and help in making the decision on the moment of procurement network losses at DSO.

Key words: Electricity – Losses – Price – Procurement – Purchase – Regulatory Period – Budget

Andrija Vujović, CEDIS d.o.o., Ivana Milutinovića 12, 81000 Podgorica, andrija.vujovic@cedis.me

1. UVOD

Rani razvoj tržišta električne energije u Crnoj Gori započinje osnivanjem Crnogorskog operatora tržišta električne energije (COTEE) čija je djelatnost organizacija i upravljanje tržištem. COTEE je zadužen za organizaciju i upravljanje tržištem električne energije, a dobija licencu za tu djelatnost u decembru 2011. godine.
U Crnoj Gori postoji veleprodajno i maloprodajno tržište električne energije. Veleprodajno tržište obuhvata dugoročno, srednjeročno i kratkoročno tržište, dok se maloprodajno tržište odnosi samo na snabdijevanje krajnjih kupaca.
U skladu sa implementacijom trećeg energetskog paketa dolazi do razdvajanja vertikalno orijentisane energetske strukture, pa je 2016. godine osnovano privredno preduzeće CEDIS, kao operator distributivnog sistema čija je djelatnost distribucija električne energije. U cilju dalje liberalizacije tržišta, Zakonom [6] se propisuje (Član 115, Stav 5) da ODS nabavlja električnu energiju za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu na organizovan i transparentan način u skladu sa pravilima berze (BELEN).
CEDIS-u Agencija utvrđuje početak i trajanje regulatornog perioda, kao i regulatorno dozvoljeni prihod (RDP) kroz "Metodologiju za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije" [1], (u daljem tekstu Metodologija).
Regulatorno dozvoljeni prihod (RDP) na godišnjem nivou, po Metodologiji kroz segment troškovi poslovanja na koje se djelimično može uticati, obuhvata trošak kupovine električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka u distributivnom sistemu (DS) i imaju značajan uticaj na operativne troškove i prihode CEDIS-a. Navedeni trošak se izračunava kao proizvod:

- Utvrđene cijene za nabavku električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka, i
- Količine električne energije nabavljene za pokrivanje opravdanih gubitaka u DS.

Način utvrđivanja cijene za nabavku električne energije je definisan Metodologijom i mijenjao se kroz regulatorne periode, dok planirana, odnosno odobrena količina električne energije za pokrivanje gubitaka se određuje kroz Studiju gubitaka snage i energije u elektrodistributivnim mrežama Crne Gore (Studija gubitaka) [7].
Iz prethodno navedenog je očigledno da je ovaj segment tržišta električne energije izuzetno veliki i značajan i da se znatna novčana sredstva izdvajaju za kupovinu električne energije za pokrivanje gubitaka. Kako ovo predstavlja važan trošak, tako svaka ušteda CEDIS-a ima veliki značaj. Upravo to je osnovna motivacija za pisanje rada, sa ciljem identifikovanja što boljih i povoljnijih perioda za nabavku električne energije i to u odgovarajućem trenutku koji obavezno mora da prethodi budućem periodu kako će ona biti i utrošena u realnom vremenu i za koji se i sklapa ugovor o kupovini. Matematički model se oslanja isključivo na istorijske podatke poslednjih 10 godina, bez prognoza budućih cijena.

2. ULAZNI PODACI I IZVEDENE VREMENSKE FUNKCIJE

U izvornom radu [2] praćeno je istorijsko kretanje cijena tokom 3 godine, testirana je metoda na nekoliko skupova trogodišnjih podataka i opisane metode su pokazale da se mogu ostvariti (značajne) uštede u nabavci električne energije u rasponu 5% do 20%. Dobijeni su zadovoljavajući rezultati za određivanje cjenovno odgovarajućih perioda za nabavku električne energije koji omogućavaju uštede. Sa tim u vezi, došlo se do ideje za dodatno unaprijeđenje i proširenja metode za dobijanje povoljnijih rezultata u odnosu na ostvarene. Ovim radom će se proširiti istorijski podaci sa 3 na 10 godina, od 2015 – 2024. godine, potvrdiće se tačnost postavljenih osnovnih postulata iz izvornog rada, oslanjajući se isključivo na istorijske podatke, uređene u vremenske nizove bez ikakve prognoze ili procjene budućeg kretanja cijene u odnosu na trenutak iz koga posmatramo, kao i uvođenje dodatnih parametara i kriterijuma koji bi olakšali i pomogli u donošenju odluke o trenutku nabavke – kupiti odmah ili sačekati sa kupovinom.
Osnovni ulazni podaci koji su korišćeni u izvornom radu [2] su cijena poravnanja [3] i broj trgovačkih dana (td), s tim da korišćeni broj trgovačkih dana u ovom radu iznosi 252, u cilju približavanja realnom broju dana tokom godine u kojima je moguće trgovati fjučersima (u izvornom radu je td=262).
Izvedene vremenske funkcije koje se koriste su pokretna sredina (PS), srednja vrijednost i dinamička gornja granica (DGG) [2]. Dinamička gornja granica je definisana formulom:

$$DGG_{td}^{G+1} = \frac{1}{3G.Sr.vr._{\cdot td}} \cdot (57\% \cdot Sr.vr.(G+1)_{td}^{2} + 29\% \cdot \text{Sr.vr.}(G)^2 + 14\% \cdot \text{Sr.vr.}(G-1)^2) \quad (1)$$

u kojoj su:

- $3G.Sr.vr._{td} = Sr.vr.(G–1_{td1}, \dots, G–1_{td262}, G_{td1}, \dots, G_{td262}, G+1_{td1}, \dots, G+1_{td})_{td}$ – tekuća 'dinamička' srednja vrednost svih cena iz celokupnog trogodišnjeg perioda, od prvog trgovačkog dana u godini G–1 pa do poslednjeg dana *td* u kome imamo cenu za G+1, i
- $Sr.vr.(G–1)$ i $Sr.vr.(G)$ – srednje godišnje vrednosti za pojedine godine (fiksni brojevi).

U ovom radu uvodi se ciljana cijena (CILJ) kao odobrena regulatorna cijena za nabavku (iznos odobrene cijene za nabavku za konkretnu godinu/e) i to:

- Na graficima kao konstantna vrijednost radi lakše uočljivosti i odnosa u odnosu na aktuelne veleprodajne cijene, i
- Kao novouvedena funkcija u kombinaciji sa dinamičkom gornjom granicom (DGG) i to na najjednostavniji način da je:

$$DGGnovo_{td}^{G+1} = \frac{1}{2} \cdot (DGG_{td}^{G+1} + CILJ) \quad (2)$$

Ova nova funkcija je sa mogućnošću da se daljim analizama dodatno unaprijedi.

Pored prethodno navedenog, uvodi se i novi indikator "Signal" za preporučeni period novom formulom, koji će pokazati „super" povoljnu kupovinu, a javlja se kada tokom preklapanja Uspješnog perioda (UP) i Povoljnog perioda (PP), tržišna cijena bude ispod ciljane cijene.

Uvedeni su i novi indikatori za preostali dio perioda kupovine tokom godine za procjenu mogućeg daljeg kretanja cijene:

- Grafik sa nazivom "Istorijski", koji se uvijek proteže do kraja perioda nabavke, a formira se na sledeći način:
  - **57%** – 3G (trogodišnja) ponderisana cijena koja za svaki dan uvažava sledeće po težinskim faktorima: 57% srednja vrednost cijene iz tekuće godine, 29% cijena iz posmatranog dana prošle godine i 14% iz posmatranog dana pretprošle godine, koji su podložni daljim analizama radi unapređenja rezultata.
  - **29%** – Najsličnije (1 ili 2 godine) po korelaciji dvogodišnjih perioda onom dvogodišnjem periodu koji trenutno koristimo (prethodne dve godine), pa realizovane cijene iz tih najsličnijih perioda koristimo.
  - **14%** – srednja vrijednost kretanja cijena iz svih prethodnih godina (u odnosu na onu za koju kupujemo), ali pre usrednjavanja svaka podijeljena sa svojim godišnjim prosjekom – pa tako dobijamo delte (na gore + ili na dolje -) koje onda uvećavamo za ½ njihove standardne devijacije i to za svaki dan posebno.
- FORECAST.ETS funkciju iz Excela koja će samo ilustrativno da oponaša primjenu tehničke analize (TA) za procjenu bliskog trenda kretanja cijena.
- Pregled sumarnih istorijskih žuto obojenih - dinamički dobrih perioda (DDP), narandžasto obojenih - uspješnih perioda (UP) i zeleno obojenih – povoljnih perioda (PP), sumiranih po danima, i to iz svih prethodnih godina prije tekuće, a za koje imamo analize.

3. OPIS METODA ZA ODREDJIVANJE STATISTIČKIH POKAZATELJA

Metoda statističke analize za desetogodišnji period oslanja se na godišnje proizvode i prati regulatorni ciklus od tri godine. Glavni cilj je olakšati praćenje i razumijevanje, što je posebno korisno za praćenje cijena budućih proizvoda na veleprodajnom tržištu električne energije.

3.1 Definicija "povoljnog perioda" za nabavku električne energije

U ovoj sekciji će biti definisan način određivanja početka i kraja cjenovno povoljnog perioda (PP) za nabavku elektične energije koja će biti potrebna za pokrivanje sopstvenih potreba ODS-a, kako za narednu kalendarsku godinu tako i za regulatorni period u kome je trenutno.
Prvi parametar i pokazatelj povoljnog perioda je upravo regulatorno odobrena cijena za pokrivanje opravdanih gubitaka u DS-u.
CEDIS-u je propisano da se članom 9, stav 6 Metodologije, utvrđuje cijena za nabavku električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka (CILJ), koja se mijenjala po Metodologiji, kroz godine.
Tokom prvog regulatornog perioda (2017 - 2019. godina), propisano je da se cijena električne energije za pokrivanje dozvoljenih gubitaka određuje kao prosjek cijena električne energije ostvarena u prethodnoj godini, i fjučersa sa referentne berze u Budimpešti (Hungarian Power Exchange - HUPX) objavljenih u septembru 2016. godine za naredne regulatorne godine (2017. i 2018. godinu). Ovi fjučersi dobijaju se kao zbir dvije trećine mjesečnog prosjeka fjučersa tzv. „band" energije (bazna energija – iskoruka ravnomjernom snagom) i jedne trećine mjesečnog prosjeka fjučersa tzv. „pik" energije (dnevna energija radnim danima ponedeljak-petak).

Prethodna odluka, koja je važila za drugi regulatorni period od 2020. do 2022. godine, definisala je da se cijena električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka izračunava kao prosjek prosječne ponderisane cijene električne energije koju je dominantni trgovac na crnogorskom tržištu ostvario tokom prethodne tri godine, i fjučersa sa berze u Budimpešti (Hungarian Derivative Energy Exchange - HUDEX) objavljenih u septembru godine podnošenja zahtjeva za regulatornu godinu za koju se cijene utvrđuju. Ovi fjučersi se dobijaju kao zbir dvije trećine mjesečnog prosjeka fjučersa band energije i jedne trećine mjesečnog prosjeka fjučersa pik energije.

Od 2021. godine, usled poremećaja cijena na veleprodajnom tržištu električne energije, došlo je do promjene u Metodologiji po kojoj se izračunavaju cijene za nabavku električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka. Prema trenutno važećoj odluci za 2024. i 2025. godinu, cijena električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka za svaku godinu regulatornog perioda (koja je ista za obje godine) izračunava se kao:

1. prosječna ponderisana cijena električne energije koju je dominantni trgovac na crnogorskom tržištu ostvario u godini koja prethodi godini podnošenja zahtjeva, i
2. šestomjesečni prosjek cijena godišnjeg fjučersa band i pik energije za godinu t+n (2022. godina), objavljenih na dnevnom novou u periodu januar-jun u godini podnošenja zahtjeva na berzi HUDEX.

U skladu sa članom 9, stav 6 Metodologije, utvrđene cijene za nabavku električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka po godinama su bile, za:

- 2014. godinu u iznosu od 37,34 €/MWh,
- 2015. godinu u iznosu od 38,06 €/MWh,
- 2016. godinu u iznosu od 40,72 €/MWh,
- 2017. godinu u iznosu od 37,99 €/MWh,
- 2018. godinu u iznosu od 37,91 €/MWh,
- 2019. godinu u iznosu od 37,80 €/MWh,
- 2020. godinu u iznosu od 54,94 €/MWh,
- 2021. godinu u iznosu od 53,39 €/MWh,
- 2022. godinu u iznosu od 52,91 €/MWh,

Kako se za 2023. godinu odustalo od zahtjeva za RDP, tako je cijena za tu godinu ostala ista kao i za 2022. godinu. Dakle, cijena za 2023. godinu je iznosila 52,91 €/MWh, a dalje je određena za:

- 2024. godinu u iznosu od 119,36 €/MWh, i
- 2025. godinu u iznosu od 119,36 €/MWh.

Dakle, pošto postoji ciljana cijena (CILJ) i uvodeći novu funkciju DGGnovo, dobija se približnija slika jer ukazuje na to da je povoljan period (PP) samo kada se približimo ciljanoj cijeni.
Sada će biti definisan način određivanja početka i kraja cjenovno povoljnog perioda (PP) za nabavku električne energije koja će biti potrebna u narednoj godini, kao i godinama regulatornog perioda.
Povoljni period počinje na onaj trgovački dan (td) kada funkcija 26-odnevne pokretne sredine (PS26) odozgo presječe funkciju 'dinamičke' srednje vrednosti (Sr.vr.(G+1)) za istu posmatranu godinu (G+1), odnosno td Početak Povoljnog Perioda = tdP.PP je onaj td kada postane ispunjena sledeća nejednakost:

$$PS26_{td} \leq Sr.vr.(G+1)_{td} \tag{3}$$

ali uz uslov da je tog trgovačkog dana (td) ispunjena i sledeća nejednakost:

$$Cijena_{td}G+1 \leq DGGnovo_{td} \tag{4}$$

Ukoliko kojim slučajem nejednakost (4) nije ispunjena, početak cjenovno povoljnog perioda se odlaže do ispunjenja obije prethodno navedene nejednakosti.

Kada je jednom utvrđen početak PP, on se završava tek na onaj trgovački dan (td) kada „grafik“ tj. krivulja vremenskog niza cijena za narednu godinu/e, odozdo presječe funkciju 'dinamičke gornje granice' (DGGnovo), odnosno td Kraj Povoljnog Perioda = tdK.PP je onaj td kada postane ispunjena sledeća nejednakost:

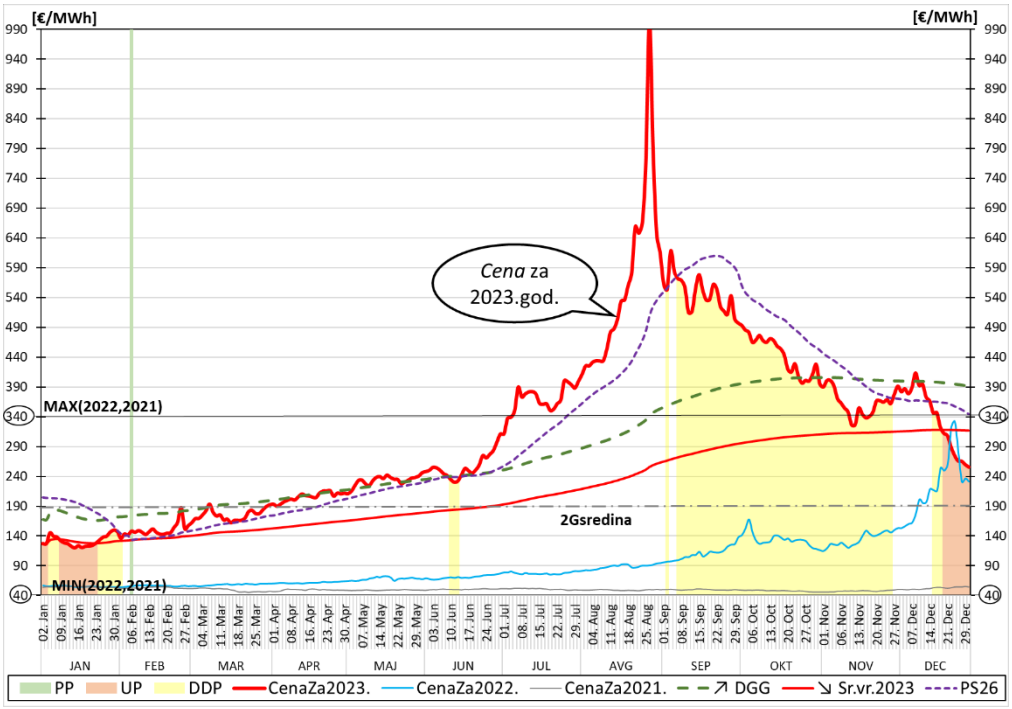
$$Cijena_{td}G+1 \geq DGGnovo_{td} \tag{5}$$

pri čemu je obavezno da bude ispunjeno sledeće: td = tdK.PP ≥ tdP.PP. Nakon završetka jednog, moguće je da se PP ponovi do isteka vremena određenog za trgovinu G+1, odnosno do poslednjeg radnog dana (td=252) u tekućoj godini G.

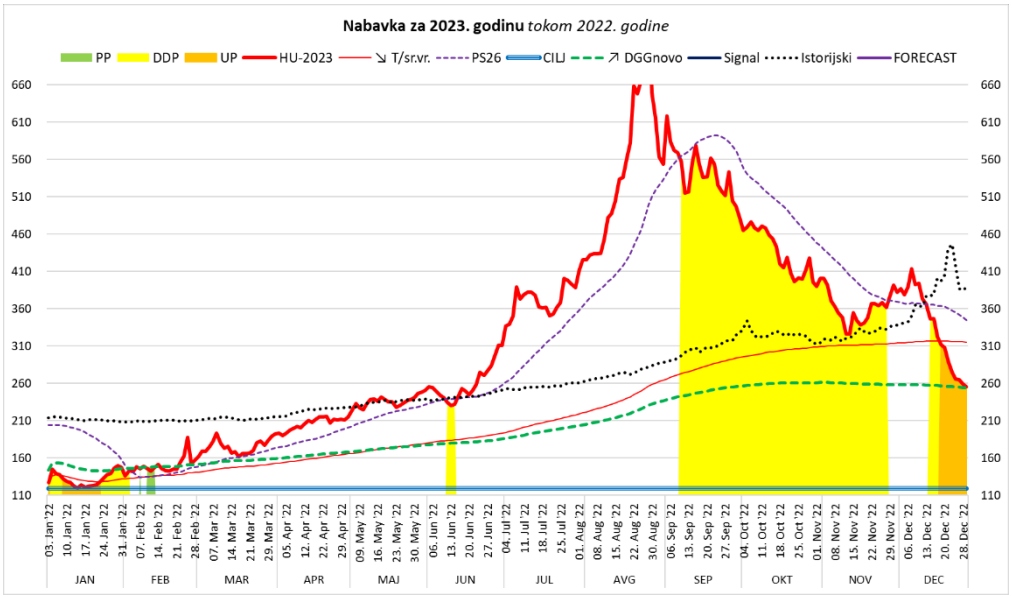
Takođe, identifikacija drugih perioda koji su od značaja za izbor trenutka za nabavku električne energije su takođe detaljno opisani u izvornom radu [2], a to su: dinamički dobri period (DDP), uspješni period (UP), kao i izuzetno povoljan period za nabavku – koji se javlja kada se preklapaju Uspješni period (UP) i Povoljni period (PP).
Novouvedeni indikator “Signal” kao što je navedeno, ukazuje na „super“ povoljan period za kupovinu koji se javlja tokom izuzetno povoljnog perioda kada je tržišna cijena ispod ciljane cijene.

4. GRAFIČKI PRIKAZ STATISTIČKIH POKAZATELJA

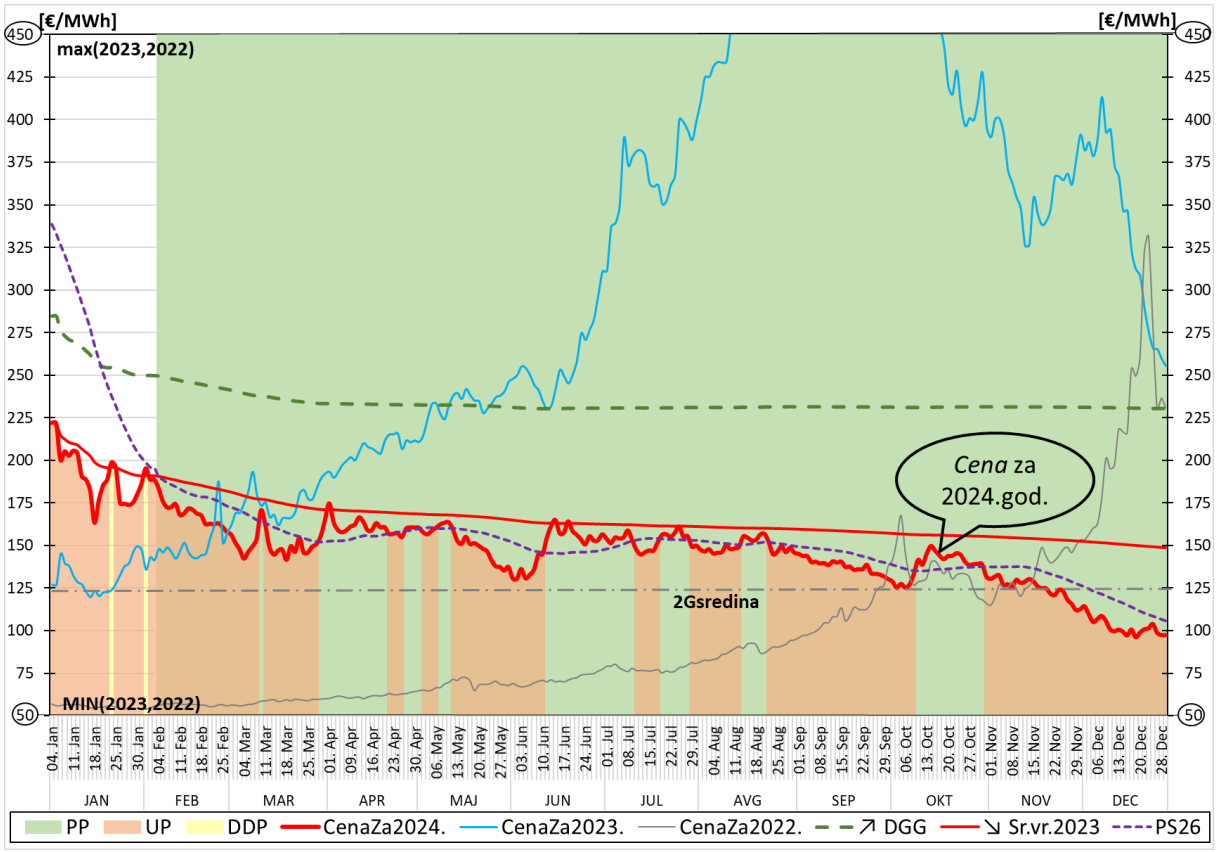
Vizuelizacija ulaznih i rezultujućih izlaznih podataka, tj. njihov grafički prikaz služi da se lakše uoče utvrđene zakonitosti i rezultati modela, kao i da se uvidom u kretanje cijena i pojedinih povoljno obabranih indikatora u/iz prošlosti olakša donošenje odluka o trenutku nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka u DS u budućnosti.
S obzirom da se radi o rezultatima za proteklih 10 godina, izdvojena su 4 grafika koji će ukazati na razlike tokom godina u zavisnosti od aktuelne situacije na tržištu, promjene trendova ili drugih uticajnih faktora.
Na slikama 1-4. dat je grafički prikaz ulaznih podataka o cijenama, izvedenih vremenskih funkcija i odgovarajućih statstičkih pokazatelja povoljnih, uspješnih, dinamičkih dobrih perioda i signala za nabavku električne energije.
Na Slikama 1. a) i 1. b) prikazano je kako opisani model izgleda u praksi, tj. u realnom vremenu tokom godine. Na istom se može uočiti da tokom 2022. godine nije postojao povoljan period za nabavku električne energije za pokrivanje gubitaka za 2023. godinu, te je s tim u vezi CEDIS za 2023. godinu nabavljao energiju unutar same godine, sklapanjem ugovora na petnaestodnevnim ili mjesečnim periodima (za 2023. godinu ukupno je sprovedeno 16 ugovora za nabavku električne energije za gubitke) [4].



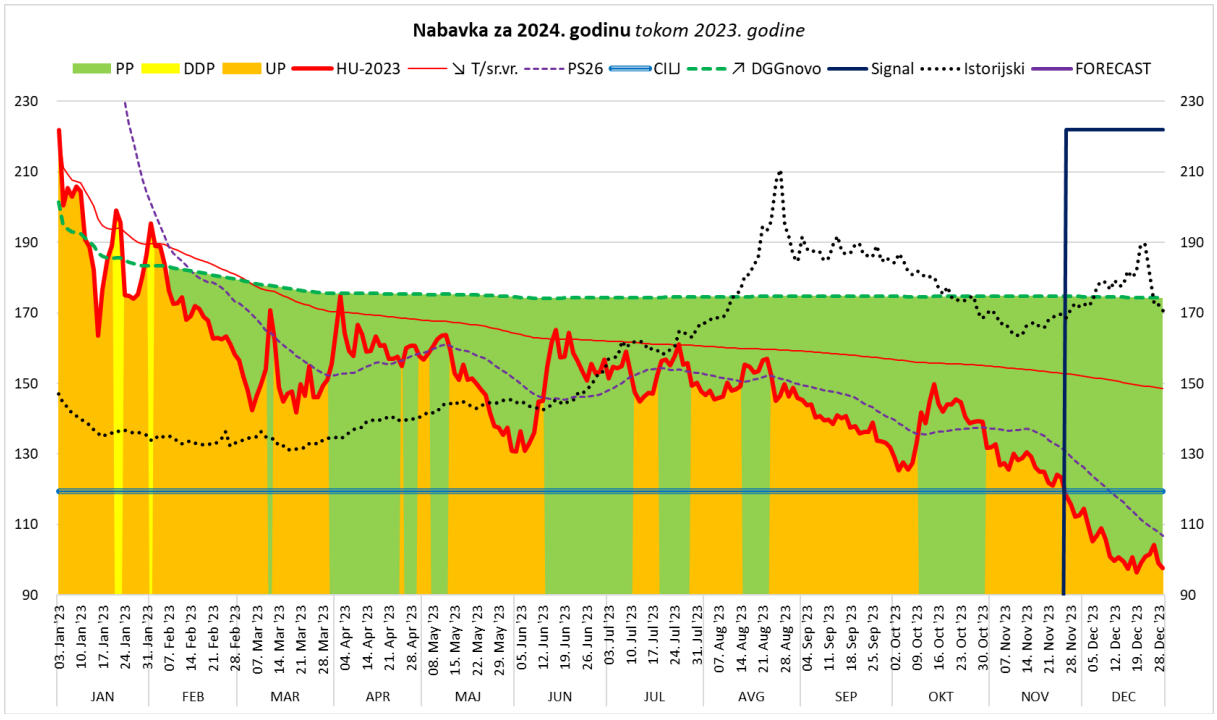
Slika 1. a) – Cijene za 2023. tokom 2022. godine, statistički pokazatelji i identifikovani periodi, a prema [2]



Slika 1. b) – Cijene za 2023. tokom 2022. godine, statistički pokazatelji i identifikovani periodi



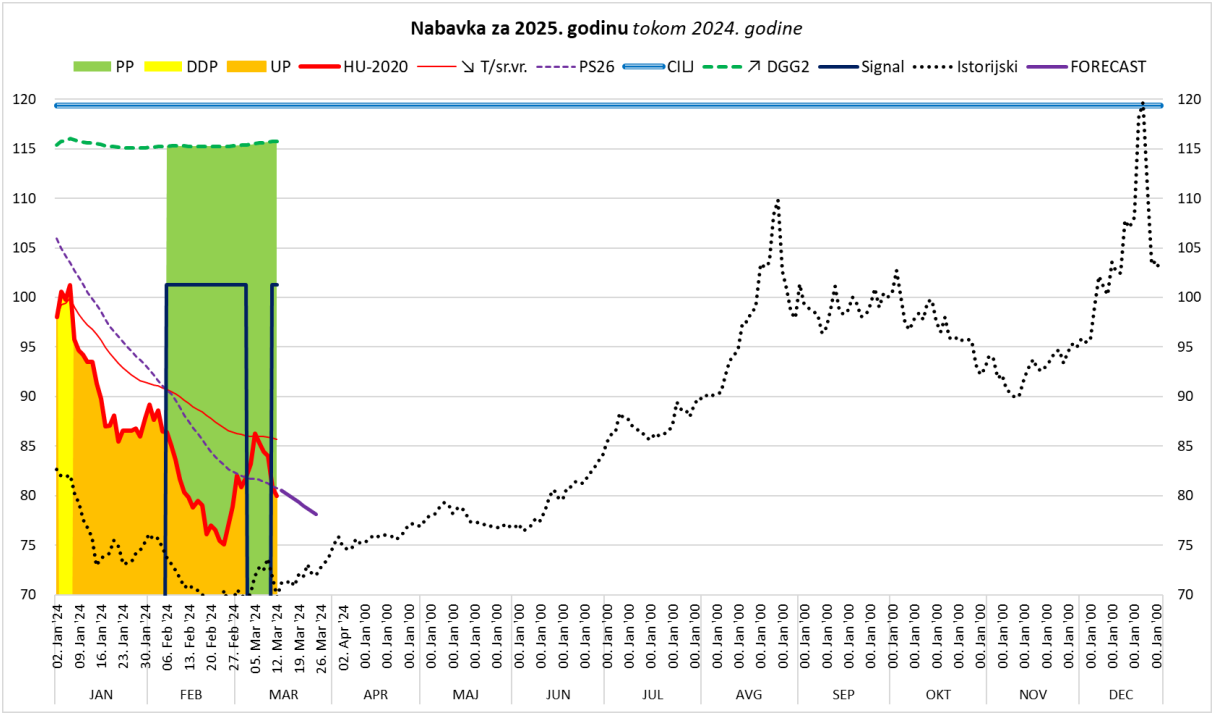
Slika 2. a) – Cijene za 2024., tokom 2023. godine, statistički pokazatelji i identifikovani periodi, a prema [2]



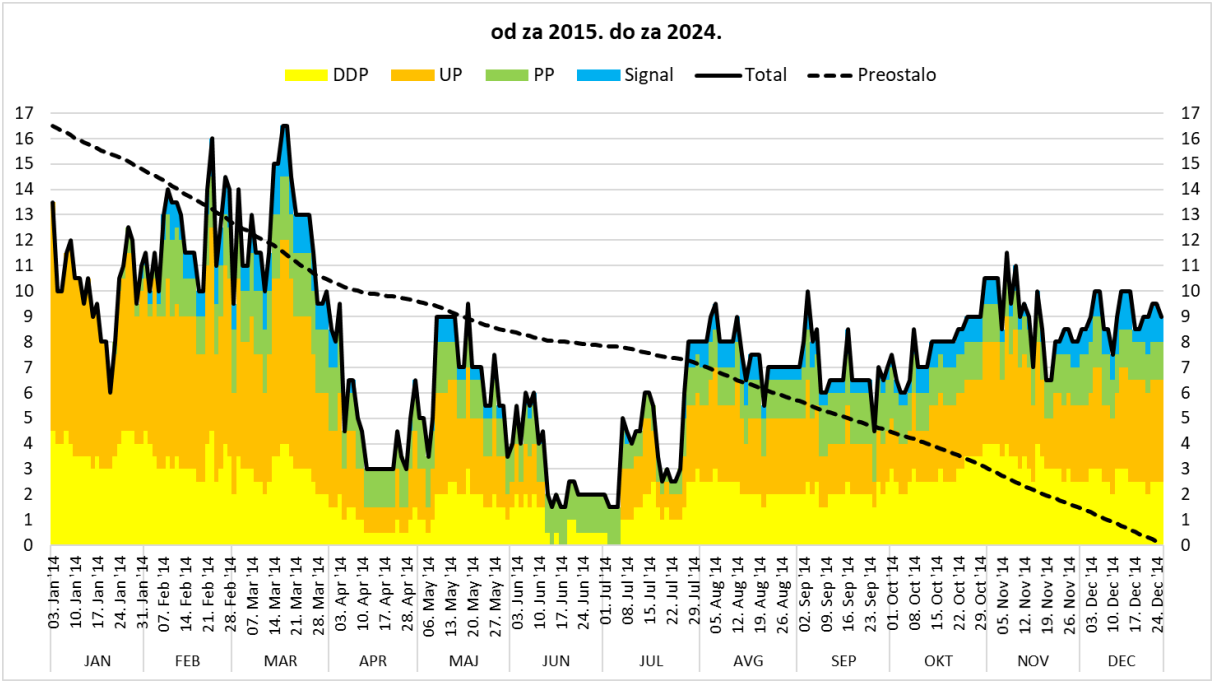
Slika 2. b) – Cijene za 2024. tokom 2023. godine, statistički pokazatelji i identifikovani periodi

Kako je za 2024. godinu Agencija odobrila cijenu od 119,36 €/MWh, na Slici 2. b) evidentan je identifikovani signal povoljnog perioda (preklapanje zelenog povoljnog perioda i plavog signala), te stoga je CEDIS 15.12.2023. godine sproveo postupak za nabavku električne energije za pokrivanje gubitaka u DS za cijelu 2024. godinu.

Iako još uvjek nije nabavljena električna energija za pokrivanje gubitaka u distributivnoj mreži za 2025. godinu, prema Slici 3 evidentan je povoljan period za sprovođenje nabavke.



Slika 3 – Cijene za 2025. godinu tokom 2024. godine, statistički pokazatelji i identifikovani periodi



Slika 4 – Prikaz desetogodišnjeg perioda statističkih pokazatelja i identifikovanih perioda

5. OCJENE USPJEŠNOSTI STATISTIČKIH POKAZATELJA

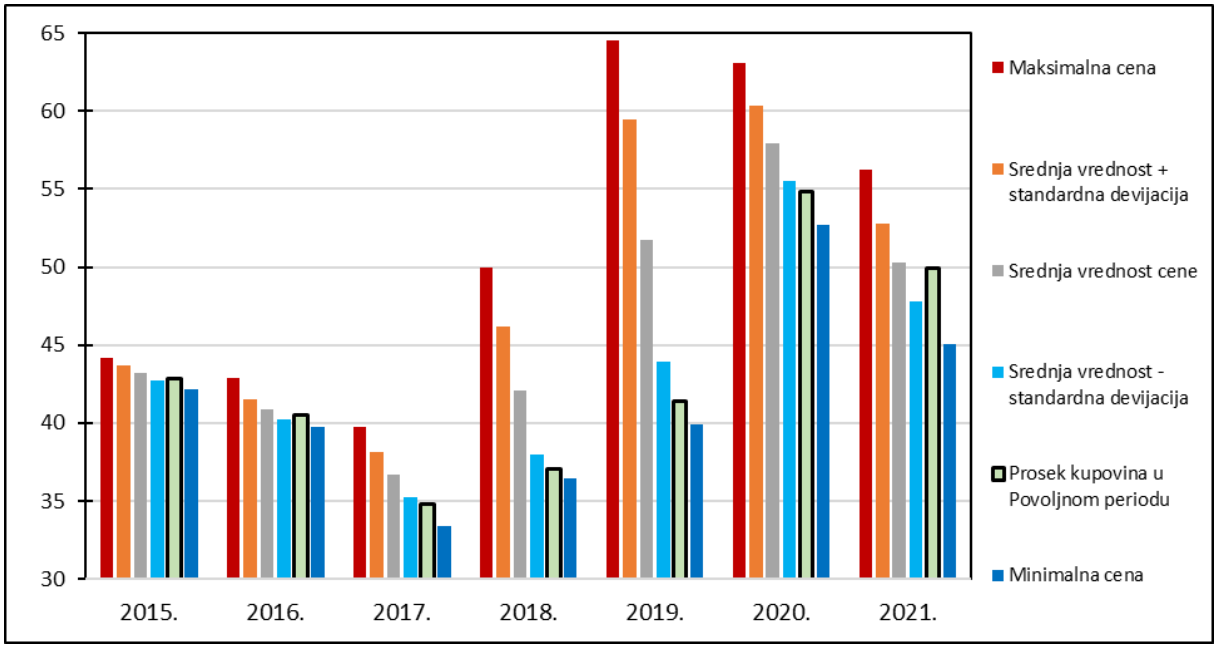
U Tabeli I su navedeni svi relevantni pokazatelji za (pr)ocjenu uspješnosti primjene opisane metode. Iz njih se može zaključiti da su uštede koje se potencijalno mogu ostvariti, kada se poredi sa srednjom vrijednošću cijene za cijelu godinu, u rasponu od zanemarljivih 0,34 pa sve do 10,30 €/MWh (iliti od 0,8 do 19,9%), a prosječeno za prvih 7 godina ~3 €/MWh (iliti 6,4%), ako ne računamo period nakon 2022. godine kada je došlo do nikada ranije zabilježenog ekstremnog porasta cijena od čak 6 puta. Takođe se može uočiti da su prosječne cijene kupovina u 'povoljnim periodima' mnogo bliže minimalnim nego maksimalnim cijenama ostvarenim u toku iste godine. Za period ekstremno visokih cijena koji je počeo u poslednjem kvartalu 2021. godine, a odrazio se na nabavke za godine 2022– 2024., može se reći sledeće: nabavke za sve ove tri godine su se po statističkim pokazateljima mogle obaviti uz uštede, sa veoma značajnim iznosima za 2022. i 2023. i znatno manjim za 2024. Međutim, apsolutni

nivo nabavnih cijena za 2023. i 2024. je bio ekstremno visok pa je tu bilo potrebno primijeniti još neki kriterijum, npr. neke maksimalno prihvatljive cijene, u trenutku kada je pretpostavka daljeg rasta cijena bila i očekivana i možda čak i očigledna. Interesantno je primijetiti da 'Dobre kupovine u odnosu na srednju vrednost' pokazuju za nabavku:

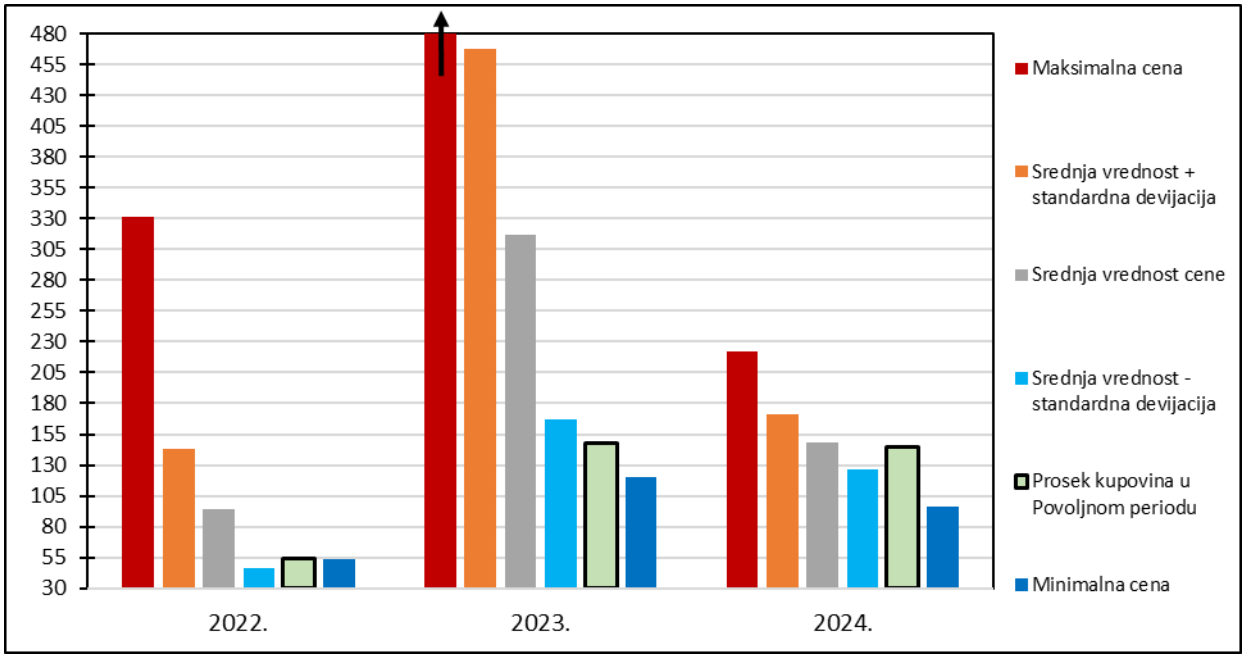
- za 2023. da nije bilo moguće ostvariti uštedu nego čak i sasvim suprotno, pokazuju gubitak, a ovo je zbog rasta cijena od čak 8 puta u prvih 6 meseci, pa je Dinamički dobar period (DDP) nastupio tek od septembra i imao je veću cijenu od cijelogodišnjeg prosjeka, a
- za 2024. uštedu zbog toga što je ovaj period trajao bukvalno tokom cijele godine bez prekida.

Tabela 1 – Uporedni prikaz cijena i uspešnosti korišćenja statističkih pokazatelja za određivanje povoljnih perioda za nabavku el.en. za pokrivanje gubitaka kod ODS

Naziv	oznaka	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	Prosek
Maksimalna cena	a	44,18	42,87	39,77	49,95	64,52	63,05	56,24	331,61	793,35	222,15	170,77
Srednja vrednost + standardna devijacija	b=c+d	43,65	41,55	38,17	46,17	59,46	60,35	52,75	142,58	467,30	171,01	112,30
Srednja vrednost cene	c	43,17	40,89	36,69	42,07	51,70	57,94	50,29	94,21	316,90	148,67	88,25
Standardna devijacija	d	0,47	0,65	1,48	4,10	7,76	2,42	2,46	48,38	150,40	22,34	24,05
Srednja vrednost - standardna devijacija	e=c-d	42,70	40,24	35,21	37,97	43,94	55,52	47,82	45,83	166,50	126,32	64,21
Minimalna cena	f	42,15	39,74	33,41	36,46	39,89	52,68	45,05	53,68	119,91	96,35	55,93
Prosek kupovina u Povoljnim periodima	g	42,83	40,55	34,76	37,05	41,40	54,87	49,92	54,16	148,00	144,21	64,77
Povoljne kupovine u odnosu na srednju vrednost	h=g-c [€]	-0,35	-0,34	-1,93	-5,02	-10,30	-3,07	-0,37	-40,04	-168,90	-4,46	-23,48
	h=g-c [%]	-0,8%	-0,8%	-5,2%	-11,9%	-19,9%	-5,3%	-0,7%	-42,5%	-53,3%	-3,0%	-14,4%
Prosek kupovina u svim dobrim periodima	i	42,93	40,79	36,07	41,67	47,52	56,95	50,00	85,00	348,24	148,67	89,78
Dobre kupovine u odnosu na srednju vrednost	j=i-c [€]	-0,25	-0,11	-0,62	-0,40	-4,18	-0,99	-0,29	-9,20	31,34	0,00	1,53
	j=i-c [%]	-0,6%	-0,3%	-1,7%	-0,9%	-8,1%	-1,7%	-0,6%	-9,8%	9,9%	0,0%	-1,4%



Slika 5. a) – Grafički prikaz podataka iz Tabele I: Uporedni prikaz cijena i uspješnosti korišćenja odabranih statističkih pokazatelja za određivanje povoljnih perioda za nabavku električne energije za pokrivanje gubitaka ODS za godine od 2015. do 2021.



Slika 5. b) – Grafički prikaz podataka iz Tabele I: Uporedni prikaz cijena i uspješnosti korišćenja odabranih statističkih pokazatelja za određivanje povoljnih perioda za nabavku električne energije za pokrivanje gubitaka ODS za godine od 2022. do 2024.

6. ZAKLJUČAK

Rezultati teorijske primjene opisane metode pokazuju da se mogu ostvariti (značajne) uštede u nabavci električne energije. Značaj rada se ogleda u tome što se proaktivnim praćenjem dešavanja na tržištu električne energije omogućava donošenje ispravnih odluka o nabavci. Osim za višegodišnje/godišnje proizvode koji su razmatrani u ovom radu, uz izvjesne modifikacije i prilagođavanja, ova metoda je upotrebljiva i za druge (buduće) proizvode kraćeg trajanja npr. za kvartale i mjesece, ukoliko se pojavi potreba za nabavku i u tim periodima. Sve u svemu, ova metoda je samo pomoć u odlučivanju, jer na krajnju odluku o kupovini u velikoj mjeri utiču i raznorazni subjektivni faktori, tako da je ovo samo jedan vid objektivizacije aktuelne situacije i stvaranja balansa između želja i mogućnosti.
Dalji rad na poboljšanju prikazane metode se može usmjeriti na nekoliko frontova pa za neka buduća istraživanja ostavljamo:

- Klasične i eksponencijalne pokretne sredine (kratkoročne i dugoročne i njihove presjeke),
- Klasičnu Tehničku Analizu (TA) sa “candle stick” graficima,
- Uvođenje RSI i MACD indikatora, „Tracking Signals“, itd.,
- Analizu mogućnosti korišćenja drugačijih težinskih faktora u formulama za DGG, 3Gponder i dr.

7. LITERATURA

[1] REGAGEN, „Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije“, "Službeni list Crne Gore", broj 71/2022 od 08.07.2022. godine
[2] Apostolović M, 2019, ”Statistički pokazatelji povoljnih perioda za nabavku električne energije za sopstvene potrebe”, R C5 17, 34. Savetovanje CIGRE Srbija, 2-6. jun 2019. Vrnjačka Banja
[3] https://www.eex.com/, pristupljeno: mart 2024.
[4] Ristić J, Pjevović M, Janjanin J, 2019, ”Zavisnost troškova kupovine električne energije od izbora strategije kupovine”, R C5 18, 34. Savetovanje CIGRE Srbija, 2-6. jun 2019. Vrnjačka Banja
[5] Janjanin J, Obradović J, Jovanović Ž, 2023, ”Mogućnost kupovine električne energije za nadoknadu gubitaka u prenosnom sistemu iz obnovljivih izvora energije”, R C5 07, 36. Savetovanje CIGRE Srbija, 22-26. maj 2023, Zlatibor
[6] “Zakon o energetici” – "Službeni list Crne Gore", broj 082/20 od 06.08.2020. godine
[7] CEDIS, “Studija gubitaka snage i energije u elektrodistributivnim mrežama Crne Gore", maj 2022. godine.

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R6-03

IZAZOVI PRED OPERATORIMA DISTRIBUCIJSKIH SUSTAVA PRI PROVOĐENJU DIREKTIVA, UREDBI I ODLUKA EK, TE NJIHOVA IMPLEMENTACIJA U NACIONALNA ZAKONODAVSTVA

CHALLENGES FOR DISTRIBUTION SYSTEM OPERATORS IN THE IMPLEMENTATION OF DIRECTIVES, REGULATIONS AND DECISIONS OF THE EC, AND THEIR IMPLEMENTATION IN NATIONAL LEGISLATION

Dubravko Balaško, HEP Operator distribucijskog sustava, Hrvatska

KRATAK SADRŽAJ

Zadnjim direktivama, uredbama i odlukama Europske unije (EU) vezano uz tržište električne energije zahtijevalo je donošenje izmjena niza zakonskih i podzakonskih akata te pravilnika na nacionalnim razinama. Novi regulatorni okviri dodatno su ubrzali zelenu tranziciju elektroenergetskog sektora i pojednostavili uvođenje obnovljivih izvora s naglaskom na PV. To značajno utječe na razvoj mrže i vođenje distribucijskog sustava u njegovoj tranziciji iz distribucijske mreže u distribucijski sustav.
Na tržištu električne energije pojavljuju se novi sudionici, a u fokus se stavlja krajnji korisnik mreže kao aktivni potrošač. Sveprisutnijom digitalizacijom tržišta distribucijski sustav postaje sve ranjiviji na cyber napade te je potrebno sve više pažnje posvetiti sigurnosti i zaštiti sustava i podataka.

Ključne riječi: tržište električne energije, zelena tranzicija, obnovljivi izvori, vođenje distribucijskog sustava, cyber siguriti

ABSTRACT

The latest directives, regulations and decisions of the EU related to the internal market of electricity demands the adoption of amendments to a number of legal acts and regulations at the national level. New regulatory frameworks further accelerated the green transition of the power sector and simplified the introduction of renewable sources with PV. This significantly affects the development of the network and management of the distribution system in its transition from a distribution network to a distribution system.
New participants are appearing on the electricity market, and the focus is on the end user of the network as an active consumer. Digitization of the market, the distribution system is becoming more and more vulnerable to cyber attacks and it is necessary to pay more and more attention to the security and protection of systems and data.

Key words: electricity market, green transition, renewable sources, managing the distribution system, cyber security

Dubravko Balaško dubravko.balasko@hep.hr

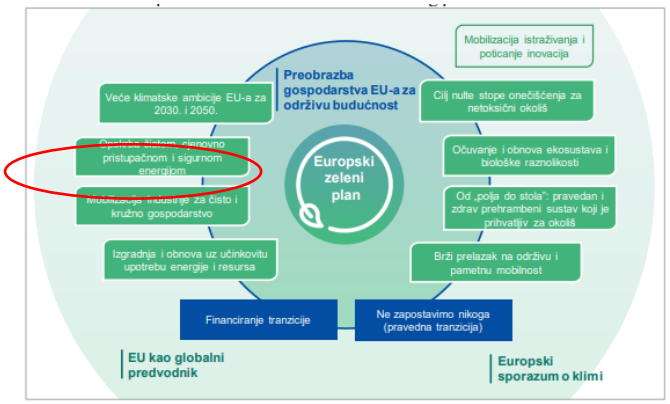
1. UVOD

Razvoj regulative iz područja tržišta električne energije u EU datira iz 1990. godine prvom direktivom o tranzitu električne energije putem prijenosnih meže. Nakon toga slijedi niz energetski paketi EU kojima se razvija tržište i obvezuju države članice o njegovom uključivanju u nacionalne legistative:

- Prvi energetski paket (Direktiva o općim pravilima za unutarnje tržište električne energije (96/92)),
- Drugi energetski paket (Direktiva 2003/54/EZ o uspostavljanju pravila za prekograničnu razmjenu, razdvajanju vertikalno integriranim kompanijama, otvaranje tržišta za kupce),
- Treći energetski paket (Direktiva 2009/72/EZ: uvođenje neovisnog operatera prijenosnog sustava, osnivanje ACER, osnivanje udruge ENTSO-E, besplatna promjena opskrbljivača, uvođenje naprednih brojila).

2. TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Tržište električne energije je dinamično i intezvno se razvija. Implementacijom dosadašnjih paketa postupno se uvodi diljem Unije i značajno doprinosi u stvaranju i daljnjem razvoju tržišta električne energije. Kako se u energetskom sektoru događaju korjenite promjene zbog dekarbonizacija energetskog sektora koja je potaknuta sve intazivnijim klimatskim promjena što značajno utjeće na daljnjem razvoju elektroenergetskog sektorate. Samim time otvaraju se nove mogučnosti i izazovi sudionicima na tržištu električne energije. Nova vizija energetske unije građane stavlja u središte (aktivni potrošač) čime preuzimaju odgovornost za daljnju energetsku tranziciju, iskorištavanjem novih tehnologija kako bi smanjili svoje račune i aktivno sudjelovali na tržištu, a ujedno zaštitili ugrožene potrošače. Novi model energetskog tržišta naglašava prelazak s proizvodnje u velikim centraliziranim proizvodnim postrojenjima na decentraliziranu proizvodnju električne energije iz obnovljibvih izvora.
Europski zeleni plan [1] koji je Europska komisija prezentirala krajem 2019. godine u kojem energetski sektor je jedan od važnih karika u njegovoj realizaciji (Slika 1.).

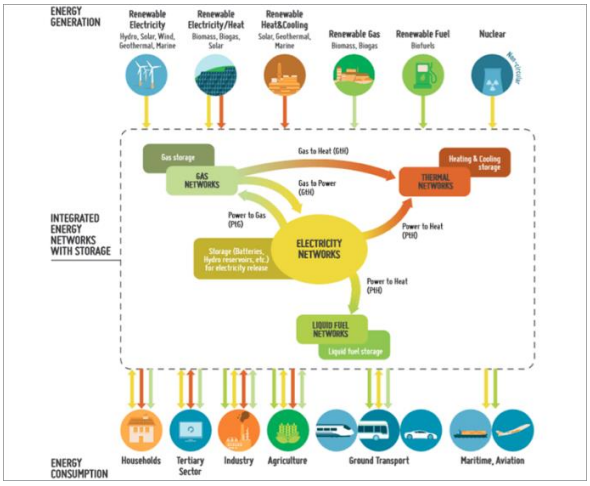


Slika 1. Europski zeleni plan

Neke od smjernica su:
- prelazak na čistu energiju u koju trebaju uključeni i potrošaće,
- mora se ukloniti rizik od energetskog siromaštva,
- novi izazovi zahtjevaju pametnu infrastrukturu.

U kontekstu agresije Rusije na Ukrainu izazvao je poremečaje na energetskom tržištu i dodatno ubrzao zelenu tranziciju te je Europska komisija donjela u svibnju 2022. okvirni plan RePower [2] kojim se želi snažnijim zakonodavstvom:
- povečati kapacitete iz obnovljivih izvora s obvezujućih 32% na 42,5% do 2030. godine,
- poboljšanje energetske učinkovitosti za 11,7% do 2030. godine
- diverzifikacija opskrbe energijom.

Vizija Europe 2050. [3] te smjernice i zalaganje prema kružnom gospodarstvu i zelenoj Europi (neutralna emisija CO2) sektor energetike postaje alat za ostvarenje tog cilja, a elektroenergetski sustav kao centralni sustav u području energetike. Ovako složene zahtjeve nije moguće riješiti bez integracije i digitalizacije kompletnog energetskog sektora (Slika 2.).



Slika 2. *Vizion 2050.(**Izvor:** ETIP SNET)*

2.1 Uredbe, direktive i odluke EK

U novonastalom globalnom gospodarskom okruženju s kojim se energetski sektor treba nositi, Europska komisija i parlament donose niz uredbi, direktiva i odluka.
Direktiva EU 2019/943 o unutarnjem tržištu električne energije [4] - postupno se uvodi diljem Unije uspostava konkurentnih prekograničnih tržišta električne energije i teži pružanju stvarnog izbora svim krajnjim kupcima, bez obzira da li su građani ili poslovni subjekti za stvaranja novih poslovnih mogućnosti, uvođenje redispečiranja, osnivanje tijela EU-a za ODS-ove, potrošači imaju ključnu ulogu u postizanju fleksibilnosti, poboljšanje regulatornih okvira, nabava nefrekvencijskih usluga, kupnja usluge fleksibilnosti.
Direktiva EU 2019/944 o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije [5] – poticanje za uporabu fleksibilnosti u distribucijskim mrežama, integracija elektromobilnosti, zatvoreni distribucijski sustav.
Uredba EU 2019/941 o pripravnosti na rizik u sektoru električne energije [6] - povećanje otpornosti na rizike od pojave energetske krize koja može nastati kao rezultat prirodnih katastrofa, zlonamjernih napada ili nestašice goriva.
Uredba EU 2022/2577 o utvrđivanju okvira za ubrzavanje uvođenja energije iz obnovljivih izvora [7] – solarna energija ključan je obnovljivi izvor, maksimalno trajanje postupak izdavanja dozvola 3 mjeseca, ugradnja solarne opreme do 50 kW koja ne promašuje priključnu snagu izdavanje dozvola je 1 mjesec.

2.2 Regulativa Republike Hrvatske

Na osnovu usvojenih direktiva i uredbi EU pojedine članice u svoje zakonodavstvo postupno uvode zakonske i podzakonske akte. Pa tako Hrvatska donosi:

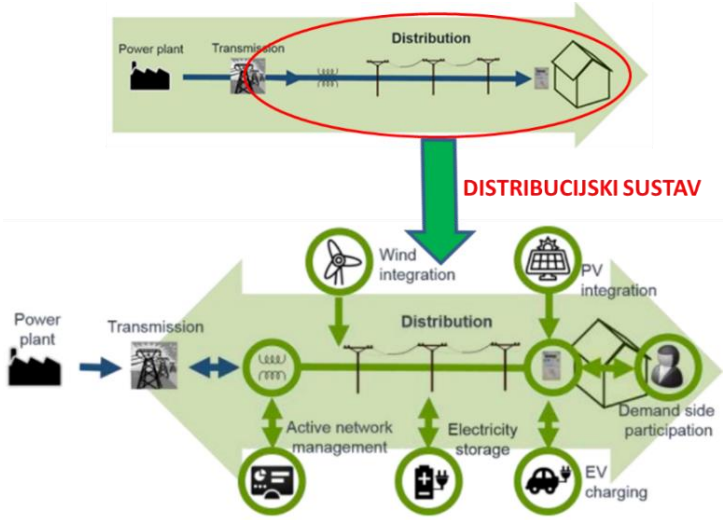
- Zakon o tržištu električne energije (NN 111/2021),
- Pravila o uvjetima kvalitete opskrbe električnom energijom (NN 84/2022),
- Pravila o promjeni opskrbljivača i agregatora (NN 84/2022),
- Pravilnik o općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom (NN 100/2022),
- Pravila o priključenju na prijenosnu mrežu; Pravila o priključenju na distribucijsku mrežu (NN 7/2023),
- Pravila o nefrekvencijskim pomočnim uslugama za prijenosni sustav (NN 12/2023),
- Mrežna pravila prijenosnog sustava (NN 10/2024).

Nedostaje još dio podzakonskih akata koje treba usvojiti kao na primjer:

- Mrežna pravila distribucijskog sustava,
- Pravila o nefrekvencijskim pomočnim uslugama za distribucijski sustav,
- Pravila o upravljanju zagušenjima u distribucijskom sustavu.

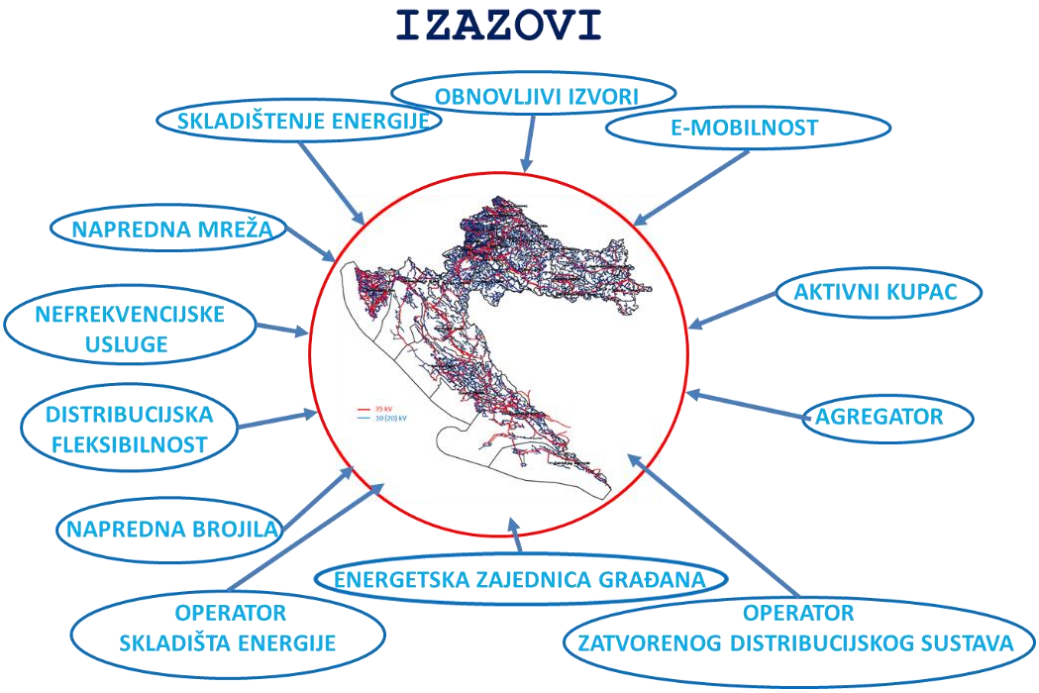
3. NOVI IZAZOVI PRED OPERATORIMA DISTRIBUCIJSKIH SUSTAVA

Distribucijski sustav je u zadnja dva desetljeća doživio značajnu transformaciju koja je još uvijek u tijeku. Od klasične distribucijske mreže koja je bila od prvih početaka elektroenergetskih sustava njegov sastavni dio, u kojem je tok električne energije išao od susretnih točaka s prijenosnom mrežom, putem distribucijske mreže do krajnjih korisnika, pretvorio se u distribucijski sustav, gdje su se tokovi energije značajno promijenili tako da u pojedinim točkama distribucijskog sustava idu i u smjeru prijenosne mreže zbog priključenja velikog broja obnovljivih izvora koji su spojeni u distribucijski sustav (Slika 3.).



Slika 3. Transformacija distribucijskog sustava

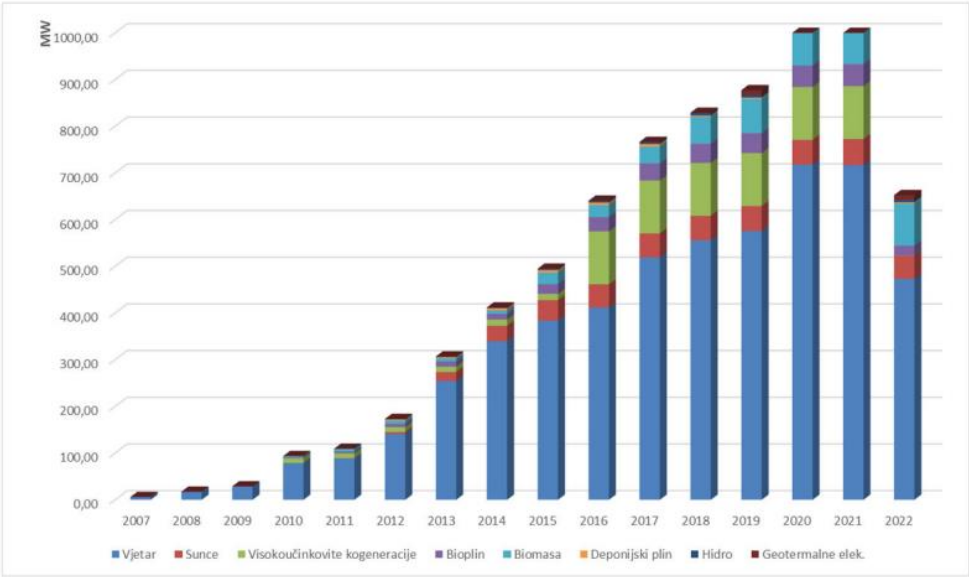
Usvajanjem zadnjih zakonskih i podzakonskih akata pred distribucijskim sustavom otvorio se niz novih izazova (Slika 4.).



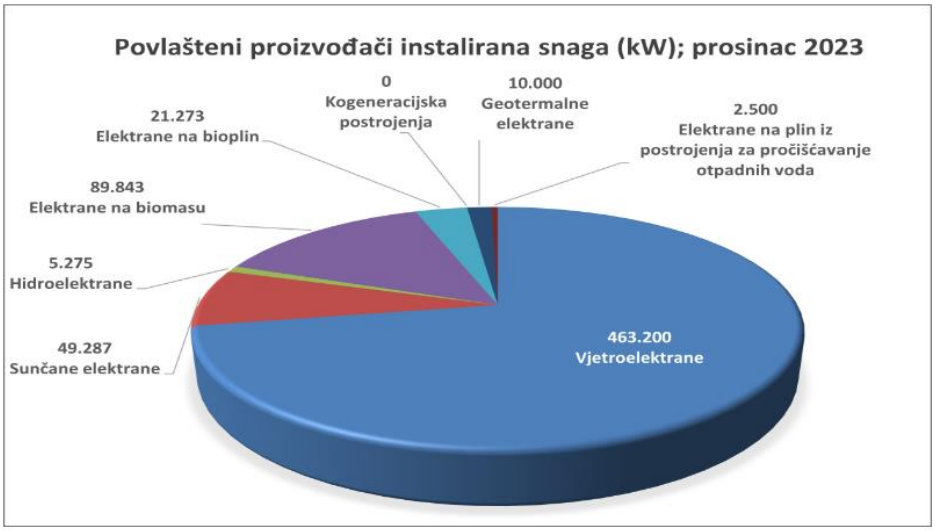
Slika 4. Izazovi za Operatora distribucijskog sustava

3.1 Obnovljivi izvori

Smjernicama EU kroz uredbe i direktive koje su se postupno implementirale u nacionalna zakonodavstva otvorila su svojim sustavima poticaja eksponencijalni trend implementaciju obnovljivih izvora u elektroenergetski sustav. U početnom periodu kada je udio obnovljivih izvora u odnosu na instaliranu snagu ostalih elektrana bio mali elektroenergetski sustava priključenjem novih obnovljivih izvora nije značajno utjecao na stabilnost elektroenergetskog sustava. Instalirana snaga obnovljivih izvora značajno je veća u prijenosnom sustavu u odnosu na distribucijski sustav, ali on je daleko tromiji i stabilniji u odnosu na distribucijski sustav koji od samih početaka nije bio građen za prihvat veće proizvodnje (obnovljivih izvora), a posebno nestalnih izvora kao što su vjetar i sunce. Međutim upravo zadnje smjernice potiču izgradnju sunčanih elektrana koje se priključuju u distribucijski sustav.

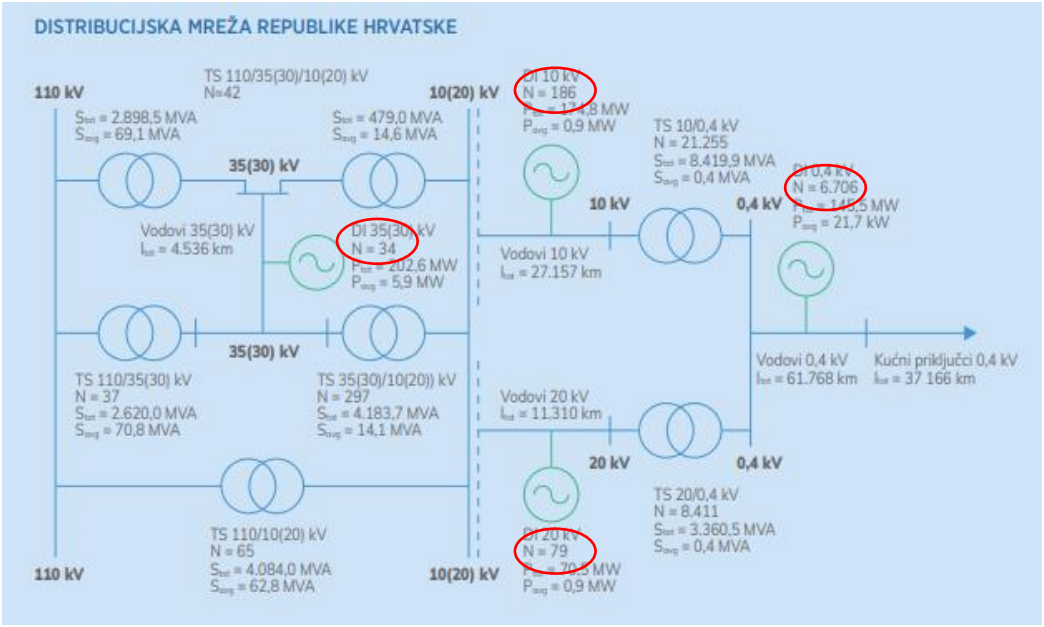


Slika 5. Instalirana snaga obnovljivih izvora po tipu u Hrvatskoj (Izvor: [8])



Slika 6. Obnovljivi izvori u poticaju Hrvatska prosinac 2023. (Izvor: [8])

Kada govorimo o stanju u distribucijskom sustavu u Hrvatskoj vezano uz sunčane elektrane onda je u 2021. godini na sustav bilo priključeno 3854 elektrana, a 2022. godine 6841 elektrana da bi se priključenje sunčanih elektrana u 2023. bilo još ubrzalo. Dijagrami i slike oslikavaju stanje obnovljivih izvora u EES-u (Slika 5. i 6.) i distribucije Hrvatske (Slika 7. i 8.).



Slika 7. Obnovljivi izvori u dirtribucijskom sustavu Hrvatske 2022. (Izvor: [9])

ELEKTRANE PRIKLJUČENE NA DISTRIBUCIJSKU MREŽU

	Broj priključenih		Priključna snaga (kW)	
Primarni izvori	**NN**	**SN**	**NN**	**SN**
Sunce	6.659	182	135.016	86.987
Vjetar		9		95.850
Biomasa	10	33	4.334	94.668
Voda	18	21	3.281	73.096
Geotermalna		1		10.000
Ostalo	19	53	2.878	87.595
Ukupno	**6.706**	**299**	**145.509**	**448.196**

Slika 8. Obnovljivi izvori po tipu u dirtribucijskom sustavu Hrvatske 2022. (Izvor: [9])

3.2 Razvoj i pristup distribucijskoj mreži

Ovakav eksponencijalni rast priključenja elektrana u distribucijski sustav ima za posljedicu potpunu izmjenu dosadašnjeg pristupa razvoja mreže i definiranja tehničkih uvjeta kod priključenja novih elektrana na distribucijski sustav. Dosadašnja zalihost distribucijskog sustava za prihvat novih elektrana se iscrpila, a mogućnosti razvoja mreže značajno su sporiji od priliva novih zahtjeva za priključenje. Daljnjim nastavkom dosadašnjeg pristupa razvoju i priključenja elektrana na distribucijski sustav narušava stabilnost distribucijskog sustav posebno naponsku i dovodi u pitanje odgovornost operatora distribucijskog sustava za isporuku kvalitetne električne energije svim korisnicima distribucijske mreže.
Moramo spomenuti da nova pravila za tržište električne energije zahtijevaju od operatora distribucijskog sustava da u području priključenja iscrpi sve postojeće rezerve u distribucijsko sustavu, a istovremeno ne smije odbiti priključenje novog korisnika mreže (potrošač/aktivni kupac/proizvođača) na temelju mogućih budućih zagušenja u mreži. Za eventualna ograničenja kod priključenja na mrežu za njeno trenutno stanje mogu se staviti određena ograničenja na zatraženu priključnu snagu s obavezom operatora distribucijskog sustava da u roku 5 godina mrežu dovede u stanje da prihvati korisnika s zatraženom snagom.
Da bi distribucijska mreža bila spremna suočiti se s novim izazovima kod njene evolucije potrebno je :

- pripremiti mrežu za daljnje povećanje priključenja distribuiranih izvora energije,
- razvoj tehničkih rješenja za potporu elektromobilnosti, upravljanju potrošnjom, baterijskim spremnicima,
- unapređenje informacijskih-komunikacijskih sustava u svim domenama.

3.3 Vođenje distribucijskog sustava

Ovako dinamičan razvoj tržišta električne energije ima značajan utjecaj na dosadašnji način vođenja distribucijskog sustava. Sve aktivnosti koje se provode u razvoju mreže i priključenjem korisnika mreže kasnije postaje dio distribucijskog sustava koji vođenje preuzima na način da se ostvari isporuka kvalitetne električne energije, pouzdano napajanja i ekonomično korištenje distribucijske mreže. S obzirom na dinamiku promjena i sve teže predvidivosti istih potrebno je stvaranje novih alata i procedura upravljanja distribucijskim sustavom kako bi se osiguralo napredno upravljanje. Za to je ključan cjelokupni sustav osmotrivosti, komunikacije, akvizicije, obrade i primjene podataka. U tom smislu najviše nepoznanica postoji u niskonaponskoj mreži koja je takoreći neosmotriva u realnom vremenu, a dinamika uvođenja naprednih brojila i korištenje informacija iz njih za potrebe vođenja sporo se odvija.
Izazov u vođenju u novim uvjetima grubo možemo svesti na dva osnovna problema:

- Strujna zagušenja u distribucijskom sustavu,
- Naponska zagušenja (previsok/preniski napon) u distribucijskoj mreži.

Vođenje distribucijske mreže zahtjeva sve kvalitetnije planiranje kako se ne bi distribucijski sustav ili dio mreže doveo u ugroženi, poremećeni ili izvanredni pogon. Razvojem tržišta električne energije pored poznatih aktivnosti u vođenju za održavanje normalnog pogona uvode se nove usluge kojima vođenja dobiva nove alate u sprečavanju strujnih i naponskih zagušenja. Za dijelove mreže u kojima razvoj nije pravovremeno uspio spriječiti moguće probleme u vođenju distribucijskog sustava, moguće je ugovoriti uslugu s značajnim korisnicima mreže koji mogu utjecati na kritičnu točku u mreži uz prethodno odobrenje agencije. Ove usluge dijelimo na:

- Nefrekvencijske
    - Regulacija napona jalovom snagom,
    - Regulacija napona radnom snagom,
    - Otočni pogon distribucijske mreže,
    - Crni start postrojenja korisnika mreže.
- Upravljanje zagušenjima

Primjena ovih usluga i u drugim članicama EU su u začecima te nema velikih iskustava u primjeni.

3.4 Zaštita i sigurnost sustava

Smjernice u daljnjem razvoju tržišta električne energije pred operatore distribucijskog sustava donosi nove odgovornosti i dužnosti za čije provođenje je nužna digitalizacija i informatizacija samog distribucijskog sustava kao i poslovnih procesa koji se odvijaju kod operatora distribucijskog sustava. Obaveza da određen dio informacija bude dostupan tržišnim sudionicima i korisnicima mreže pored procesa koji su zatvoreni unutar operatora traži i korištenje interneta i usluge javnih telekomunikacijskih operatora što povećava mroj mogućih točaka za kibernetičku ugrozu koje je potrebno štititi od cyber napada. Osjetljiva područja su vođenje distribucijskog sustava (SCADA sustavi, procesni sustavi, vlastiti telekomunikacijski sustavi, AMR sustavi i sl.).
Neke od mjera koje treba poduzimazi da se distribucijski sustav zaštiti i bude otporan na cyber napade:

- edukacija zaposlenika-> Spear Phishing,
- definiranje liste dozvoljenih aplikacija („whitelisting”) -> Black Energy3, KillDisc,

- periodička promjena lozinki,
- korištenje 2FA,
- aktivno praćenje mrežnog prometa na vatrozidu i zatvaranje nepotrebnih portova,
- minimiziranje mjesta gdje se nalaze podaci o sustavu,
- zatvoriti nepotrebne VPN pristupe i regulirati korištenje istih,
- imati spremljene konfiguracije uređaja u hash obliku kako bi se mogla provjeriti nepromijenjenost konfiguracija,
- definirati planove za oporavak od katastrofe uključujući i definiranje količine potrebnih rezervnih uređaja,
- modeliranje prijetnji i treniranje raznih scenarija,
- uspostaviti središnju točku za bilježenje, prikupljanje i analizu logova,
- uspostaviti politiku poništavanja lozinke u slučaju kompromitacije sustava, posebno za VPN i administrativne račune,
- koristiti najnovije AV tehnologije.

Nesmije se zanemariti i mogučnost fizičkih napada .
Jedan među zadnjim kibernetičkim napadima na kritičnu infrastrukturu u području energetike je bio 23.12.2015. godine u 15:30 kada je napadnuto 3 od 24 tvrtke za distribuciju električne energije kada je:

- 225.000 korisnika ostalo bez električne energije na 1-6 sati,
- isključeno: 110/x kV trafostanica – 7 kom; 35/x kV trafostanica - 23 kom,
- vrijeme oporavka od napada: godina dana.

4. ZAKLJUČAK

Tranzicija klasičnog vođenja distribucijske mreže u napredno vođenje distribucijskog sustava Hrvatske potaknuto je otvaranjem tržišta elektroenergetskog sektora i poticanjem proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora. Tranzicija energetskog sektora se nastavlja donošenjem novih uredbi EU, a posebno EU 2019/943 i EU 2019/944 koje u fokus stavljaju korisnike mreže i uvode niz novih usluga što predstavlja nove izazove u vođenju elektroenergetskog sustava, a napose distribucijskog sustava. Usvajanjem Zakona o tržištu električne energije (NN 111/2021) stvoreni su uvjeti za implementaciju smjernica iz uredbi EU.

LITERATURA

[1] Europska komisija, Europski zeleni plan, 11.12.2019., 24str.
[2] Europska komisija, Plan RePower, 18.5.2022.
[3] ETIP SNET Vision 2050
[4] Europska unija, DIREKTIVA o unutrašnjem tržištu električne energije (2019/943), 2019,
[5] Europska unija, DIREKTIVA o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije (2019/944), 2019,
[6] Europska unija, UREDBA o pripravnosti na rizike u sektoru električne energije (2019/941),
[7] Europska unija, UREDBA o utvrđivanju okvira za ubrzanje uvođenja energije iz obnovljivih izvora (2022/2577),
[8] https://www.hrote.hr/izvjestaji
[9] https://www.hep.hr/ods/UserDocsImages//publikacije/godisnje_izvjesce//godisnje2022.pdf

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R6-04

UTJECAJ UVOĐENJA NEJEDNAKIH PREDVIĐENIH MJESEČNIH POTROŠNJI KRAJNJIH KUPACA S POLUGODIŠNJIM OBRAČUNSKIM RAZDOBLJEM NA IZNOS MJESEČNIH GUBITAKA U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI

IMPACT OF INTRODUCING UNEQUAL PREDICTED MONTHLY CONSUMPTION OF END CONSUMERS WITH A SEMI-ANNUAL BILLING PERIOD ON THE MONTHLY LOSSES IN THE DISTRIBUTION NETWORK

Marin BOŠKOVIĆ, HEP–Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska
Danijela ŽAJA, HEP–Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska
Igor ŽARKIĆ, HEP–Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska
Mario ŠPOLJARIĆ, HEP–Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska

KRATAK SADRŽAJ

Ostvareni mjesečni gubitci distribucijskog sustava odgovaraju razlici „ukupne ulazne energije u distribucijski sustav“ i „ukupne mjesečno obračunate energije“ krajnjim kupcima (poduzetništvu i kućanstvima). Na iznose mjesečnih gubitaka značajan utjecaj ima i način utvrđivanja predviđenih mjesečnih potrošnji kućanstava. Jedna od značajnijih promjena na tržištu električne energije u Hrvatskoj bilo je uvođenje nejednakih predviđenih mjesečnih potrošnji krajnjih kupaca s polugodišnjim obračunskim razdobljem (kućanstava). U sklopu određivanja nejednakih mjesečnih novčanih obveza kod kućanstava za buduće polugodišnje obračunsko razdoblje potrebno je što točnije i vjerodostojnije procijeniti buduću potrošnju za navedeno razdoblje. Primjenom nejednakih predviđenih mjesečnih potrošnji krajnjih kupaca s polugodišnjim obračunskim razdobljem krivulja gubitaka puno realnije odražava kretanje gubitaka električne energije u ovisnosti o potrošnji (opterećenju sustava). Cilj uvođenja nejednakih predviđenih mjesečnih potrošnji krajnjih kupaca s polugodišnjim obračunskim razdobljem bio je približiti naplatu mjesečne potrošnje kupaca s polugodišnjim obračunskim razdobljem i mjesečnih gubitaka električne energije u distribucijskom sustavu realnim iznosima. U radu će se napraviti analiza jednakih i nejednakih predviđenih mjesečnih potrošnji i njihov utjecaj na iznos gubitaka u distribucijskoj mreži.

Ključne riječi: tržište električne energije, mjesečna potrošnja kućanstava, gubitci električne energije, krivulja opterećenja

ABSTRACT

The realized monthly losses of the distribution system correspond to the difference between the 'total input energy into the distribution system' and the 'total monthly billed energy' to end consumers (commercial and households). The method of determining predicted monthly household consumption also significantly influences the amount of monthly losses. One of the notable changes in the electricity market in Croatia was the introduction of unequal predicted monthly consumption for end consumers with a semi-annual billing period (households). In determining the unequal monthly financial obligations for households for the future semi-annual billing period, it is essential to estimate future consumption for the specified period as accurately and credibly as possible. By applying unequal predicted monthly consumption for end consumers with a semi-annual billing period, the loss curve more realistically reflects the movement of electrical energy losses depending on consumption (system load). The goal of introducing unequal predicted monthly consumption for end consumers with a semi-annual billing period was to align the billing of customers' monthly consumption with a semi-annual billing period and the monthly losses of electrical energy in the distribution system with realistic amounts. The paper will analyze equal and unequal predicted monthly consumption and their impact on the amount of losses in the distribution network.

Key words: Electricity market, Monthly household consumption, Energy losses, Load profile

Marin.Boskovic@hep.hr, Danijela.Zaja@hep.hr, Igor.Zarkic@hep.hr, Mario.Spoljaric@hep.hr

1. UVOD

Ostvareni gubitci u nekom vremenskom razdoblju vrednuju se kao razlika električne energije koja je ušla u distribucijsku mrežu (iz prijenosne mreže, drugih distribucijskih mreža i elektrana priključenih na distribucijsku mrežu) i energije obračunate krajnjim kupcima. Energija koja je ušla u distribucijsku mrežu se obračunava mjesečno na temelju mjerenja, dok se veliki dio energije koja se obračunava kupcima temelji na predviđenim mjesečnim potrošnjama (akontacijskim ratama) i razlikama po obračunu utvrđenim u polugodišnjem obračunu potrošnje električne energije (po isteku tekućeg polugodišnjeg obračunskog razdoblja na temelju očitanja stanja brojila), što unosi pogrešku u prikaz iznosa ostvarenih mjesečnih gubitaka. Pogreška se očituje u skokovitim promjenama iznosa mjesečnih gubitaka u kalendarskoj godini.

Najveću pogrešku u izračun potrošnje električne energije kupaca priključenih na distribucijsku mrežu, a samim time i iznosa gubitaka, unosi sustav obračuna potrošnje električne energije i to zbog sljedećeg:

- mjesečna potrošnja pojedinog kupca prognozira se (u biti procjenjuje) na temelju prosječne mjesečne potrošnje odgovarajućeg prethodnog (sezonskog) razdoblja,
- stvarna potrošnja uvelike ovisi o klimatskim uvjetima te je kod velikih klimatskih razlika istih razdoblja prethodne i tekuće godine moguća značajna pogreška u predviđanju mjesečne potrošnje,
- do uvođenja nejednakih predviđenih mjesečnih potrošnji krajnjih kupaca s polugodišnjim obračunskim razdobljem koristila se linearna razdioba procijenjene polugodišnje potrošnje po mjesecima,
- otežano je očitanje kod određenog broja brojila zbog nemogućnosti pristupa obračunskom mjernom mjestu (u daljnjem tekstu: OMM).

Sustavom akontacijskog obračuna potrošnje električne energije kupaca kategorije kućanstvo u energetsku bilancu se nesumnjivo unosi pogreška koja može biti i u pozitivnom i u negativnom smjeru:

- kroz akontacijske rate fakturira se iznos koji odgovara većoj potrošnji od ostvarene, što rezultira smanjenjem gubitaka,
- kroz akontacijske rate fakturira se iznos koji odgovara potrošnji manjoj od ostvarene, što rezultira povećanjem gubitaka.

Pogreška izračuna gubitaka može biti najveća na mjesečnoj razini, pogotovo u mjesecima obračuna kada se utvrđuju razlike po obračunu.

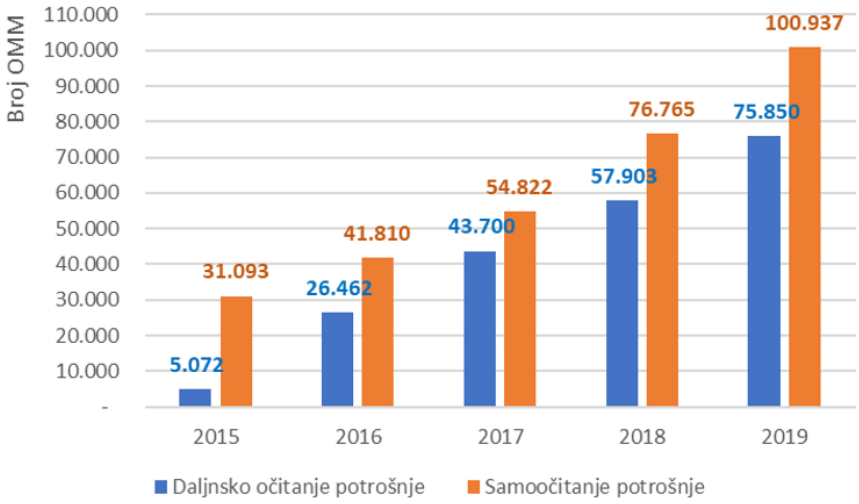
U drugom poglavlju definiran je uzorak kućanstava s mjesečnim očitanjima potrošnje koji je korišten za određivanje koeficijenata udjela mjesečne potrošnje kućanstava. Poglavlja tri i četiri opisuju proizašle modele "opći" i "sezonski", dok je u petom poglavlju napravljen primjer razrade modela predviđene mjesečne potrošnje krajnjih kupaca s polugodišnjim obračunskim razdobljem. U šestom poglavlju napravljena je simulacija primjene modela „opći" na sva kućanstava u Republici Hrvatskoj i njihov utjecaj na iznos gubitaka u distribucijskoj mreži. Sedmo poglavlje sadrži zaključna razmatarnja i moguća unaprjeđenja.

2. ANALIZA KUĆANSTAVA S MJESEČNIM OČITANJIMA POTROŠNJE

S obzirom da su protekle godine obilježene pandemijom COVID-19, potresom na području Grada Zagreba, izvanrednim okolnostima nastalim uslijed geopolitičke situacije i povezane energetske krize u Europi te posljedičnog porasta cijena energenata, u analizi su korišteni podaci o potrošnji kućanstava u razdoblju 2015. - 2019. godine.

U 2019. godini je na distribucijsku mrežu HEP ODS-a bilo priključeno oko 2,3 mil. kućanstava. Krajem 2019. godine raspoložive podatake o mjesečnoj potrošnji zabilježeno je na 308.513 OMM (13,7%) kućanstava, pri čemu je daljinsko očitanje imalo 169.267 OMM (7,5%), dok je samoočitača bilo 139.246 OMM (6,2%) [1].

Kako je cilj analize bio utvrditi raspodjelu potrošnje kućanstava po kalendarskim mjesecima, u uzorku su razmatrana samo ona kućanstva koja su imala podatak o potrošnji u svih 12 mjeseci, a trend rasta je prikazan na Slici 1.



Slika 1. Kućanstva za koja postoji podatak o potrošnji u svih 12 mjeseci, po godinama u razdoblju 2015 - 2019. godine

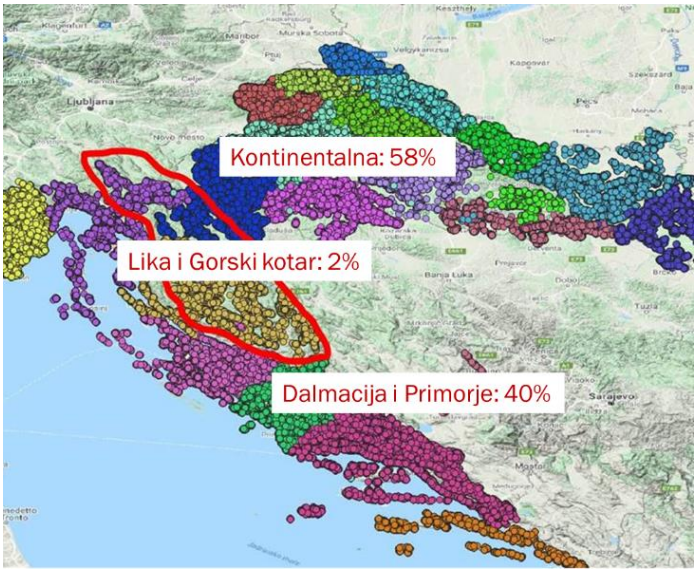
Iz predmetnog su uzorka dodatno uklonjena OMM čija je mjesečna potrošnja negativna ili im je godišnja potrošnja jednaka nuli. Time je uzorak u 2019. godini sveden na 173.395 OMM (56% početnog broja OMM). Iz uzorka su na kraju uklonjena i OMM koja su u promatranoj godini imala više od 3 procjene mjesečne potrošnje.

Na opisani način konačni uzorak (161.044 OMM) je podijeljen u tri dijela:

- OMM čija je godišnja potrošnja ≥ 500 kWh/god i ne troše sezonski: 146.445 OMM. Predmetna su OMM korištena za utvrđivanje modela „Opći“,
- OMM koja troše sezonski: 6.078 OMM. Predmetna su OMM korištena za utvrđivanje modela „Sezonski“, i
- ostala OMM (8.521 OMM).

Nakon provedenih analiza koje su ponajprije uvjetovane klimatskim značajkama u pojedinim područjima RH, modeli mjesečnih potrošnji kućanstava s polugodišnjim obračunskim razdobljem podijeljeni su u tri regije kako je prizano na Slici 2, odnosno:

- Kontinentalnu (K) kojoj pripada ~ 58% kućanstava,
- Lika i Gorski kotar (G) kojoj pripada ~ 2% kućanstava, i
- Dalmacija i Primorje (P) kojoj pripada ~ 40% kućanstava.

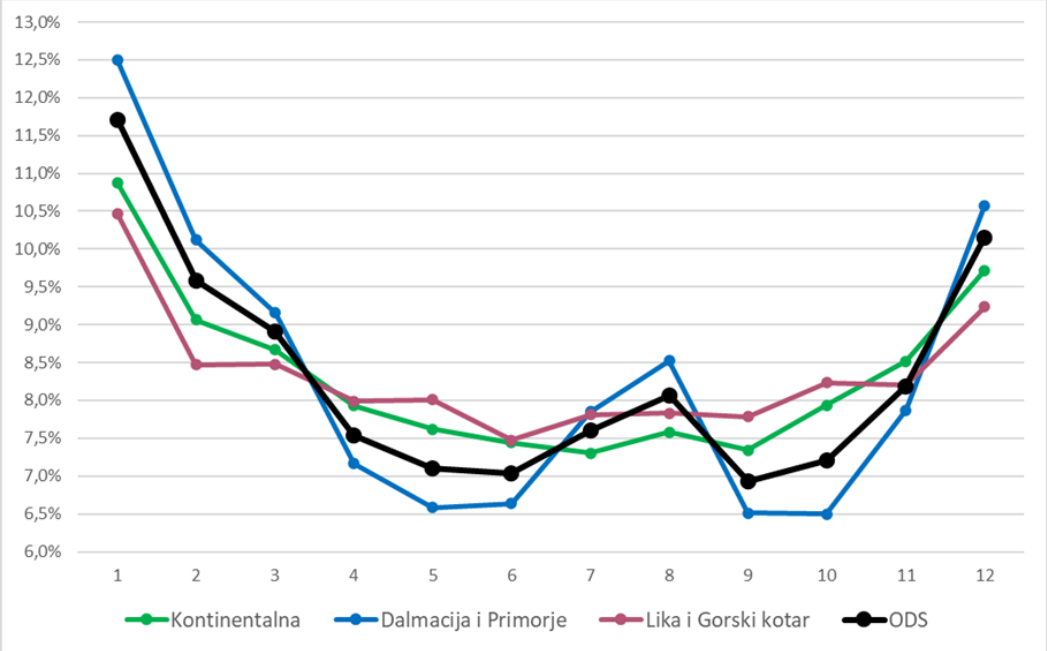


Slika 2. Podjela OMM kućanstava u tri regije: Kontinentalna (K), Dalmacija i Primorje (P), Lika i Gorski kotar (G)

3. KOEFICIJENTI UDJELA MJESEČNE POTROŠNJE KUĆANSTAVA U MODELU „OPĆI“

Temeljem podataka o mjesečnim potrošnjama iz uzorka za model „Opći“ u 4 godine: 2016. – 2019., za svaku godinu određeni su mjesečni koeficijenti koji odgovaraju udjelu godišnje potrošnje kućanstva u kalendarskom mjesecu. Njihov zbroj u godini dana odgovara 100%. Potom je određen prosječni mjesečni koeficijent u četverogodišnjem razdoblju.

Slika ispod prikazuje raspodjelu mjesečnih koeficijenata po regijama te za cjelokupni ODS. Moguće je primijetiti kako su mjesečni koeficijenti za cjelokupni ODS bliži dobivenim koeficijentima za regiju Dalmacija i Primorje i tako ravnomjernije dijele potrošnju po mjesecima u kalendarskoj godini. U vrednovanom uzorku Lika i Gorski kotar regija ima ravnomjerniju potrošnju po mjesecima od Kontinentalne regije.



Slika 3. Mjesečni koeficijenti u modelu „Opći” po regijama

U tablici 1. u nastavku prikazani su iznosi mjesečnih koeficijenata u modelu „Opći” po regijama [1].

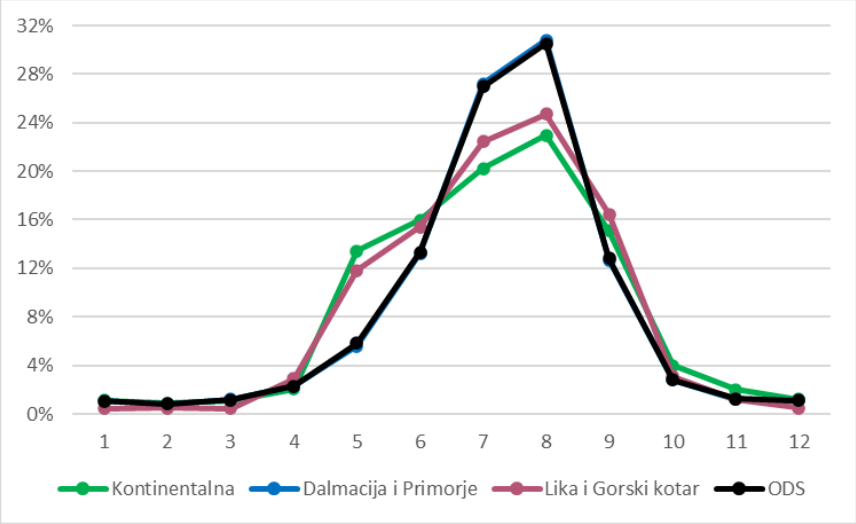
Tablica 1. Mjesečni koeficijenti u modelu „Opći” po regijama

Mjesec	Kontinentalna	Dalmacija i Primorje	Lika i Gorski kotar	ODS
1	10,88%	12,50%	10,47%	11,71%
2	9,06%	10,12%	8,47%	9,59%
3	8,67%	9,16%	8,48%	8,91%
4	7,93%	7,16%	7,99%	7,54%
5	7,62%	6,59%	8,01%	7,10%
6	7,44%	6,64%	7,48%	7,03%
7	7,31%	7,85%	7,81%	7,60%
8	7,58%	8,52%	7,83%	8,07%
9	7,34%	6,51%	7,79%	6,93%
10	7,94%	6,50%	8,24%	7,20%
11	8,52%	7,87%	8,20%	8,18%
12	9,72%	10,58%	9,24%	10,15%

4. KOEFICIJENTI UDJELA MJESEČNE POTROŠNJE KUĆANSTAVA U MODELU „SEZONSKI“

Temeljem podataka o mjesečnim potrošnjama iz uzorka za model „Sezonski“ u 4 godine: 2016. – 2019., za svaku godinu određeni su mjesečni koeficijenti koji odgovaraju udjelu godišnje potrošnje kućanstva u kalendarskom mjesecu. Njihov zbroj u godini dana odgovara 100%. Potom je određen prosječni mjesečni koeficijent u četverogodišnjem razdoblju.

Slika ispod prikazuje raspodjelu mjesečnih koeficijenata po regijama te za cjelokupni ODS. Moguće je primijetiti da se krivulje mjesečnih koeficijenata u pojedinim regijama međusobno ne razlikuju u tolikoj mjeri koliko u kontinentalnim distribucijskim područjima što je posljedica većeg uzorka (5.569 OMM). Također, u vrednovanom uzorku regija Lika i Gorski kotar ima potrošnju po mjesecima sličniju Kontinentalnoj regiji nego li regiji Dalmacija i Primorje. Ipak potrebno je voditi računa kako se na te dvije regije odnosi samo 9% uzorka (564 OMM).



Slika 4. Mjesečni koeficijenti u modelu „Sezonski” po regijama

U tablici 2. u nastavku prikazani su iznosi mjesečnih koeficijenata u modelu „Sezonski” po regijama [1].

Tablica 2. Mjesečni koeficijenti u modelu „Sezonski” po regijama

Mjesec	Kontinentalna (K)	Dalmacija i Primorje (P)	Lika i Gorski kotar (G)	ODS
1	1,09%	1,05%	0,46%	1,04%
2	0,87%	0,83%	0,51%	0,83%
3	1,11%	1,18%	0,47%	1,17%
4	2,06%	2,27%	2,90%	2,27%
5	13,43%	5,61%	11,81%	5,85%
6	16,00%	13,23%	15,41%	13,32%
7	20,21%	27,21%	22,46%	26,97%
8	22,96%	30,77%	24,71%	30,53%
9	15,08%	12,69%	16,45%	12,82%
10	3,97%	2,80%	3,11%	2,83%
11	2,00%	1,22%	1,19%	1,24%
12	1,22%	1,13%	0,52%	1,12%

5. PREDVIĐENE MJESEČNE POTROŠNJE KRAJNJIH KUPACA S POLUGODIŠNJIM OBRAČUNSKIM RAZDOBLJEM

Predviđena mjesečna potrošnja krajnjeg kupca s polugodišnjim obračunskim razdobljem $WA_{OMM(i,j)-m}$, u kalendarskom mjesecu „m” budućeg polugodišnjeg obračunskog razdoblja kojem pripadaju kalendarski mjeseci „k“, „k+1“, „k+2“, „k+3“, „k+4“ i „k+5“, računa se iz:

$$WA_{OMM(i,j)-m} = WPOR_{OMM(i,j)} * \frac{k_{M-m}}{\sum_{j=k}^{k+5} k_{M-j}} \quad \forall\, m \in \{k,..k+5\} \text{ [2]}$$

gdje je:

$WPOR_{OMM(i,j)}$	predviđena potrošnja kućanstva za buduće polugodišnje obračunsko razdoblje,
k_{M-i}	udjel potrošnje kalendarskog mjeseca „i" u ukupnoj godišnjoj potrošnji, u modelu „M" u koji je razvrstano kućanstvo $OMM(i,j)$ s polugodišnjim obračunskim razdobljem i
k,.. k+5	oznake kalendarskih mjeseci koji pripadaju budućem polugodišnjem obračunskom razdoblju.

Zbroj predviđenih mjesečnih potrošnji krajnjeg kupca u budućem obračunskom razdoblju mora odgovarati predviđenoj potrošnji krajnjeg kupca za buduće polugodišnje obračunsko razdoblje.

Primjera radi, u nastavku je prikazana metodologija određivanja predviđenih mjesečnih potrošnji u polugodišnjem obračunskom razdoblju „listopad-ožujak" na primjeru jednog kućanstva iz distribucijskog područja koje se nalazi u Dalmaciji i na koje se primjenjuje model Opći – MO_P.

Primjer – kućanstvo	
Model	Opći – regija Dalmacija i Primorje: MO_P
Provedba očitanja stanja brojila:	ožujak, rujan
Buduće polugodišnje obračunsko razdoblje:	listopad, studeni, prosinac, siječanj, veljača, ožujak

Prema primjeru ispod za predmetno kućanstvo određena je potrošnja u budućem polugodišnjem obračunskom razdoblju: $WPOR_{OMM(i,j)} = 1.200$ kWh.
Predviđene mjesečne potrošnje u budućem polugodišnjem obračunskom razdoblju su:

$$WA_{OMM(i,j)-10} = 1.200kWh * \frac{6{,}48\%}{6{,}48\% + 7{,}50\% + 10{,}39\% + 11{,}06\% + 9{,}70\% + 9{,}04\%} = 144\ kWh$$

$$WA_{OMM(i,j)-11} = 1.200kWh * \frac{7{,}50\%}{6{,}48\% + 7{,}50\% + 10{,}39\% + 11{,}06\% + 9{,}70\% + 9{,}04\%} = 166\ kWh$$

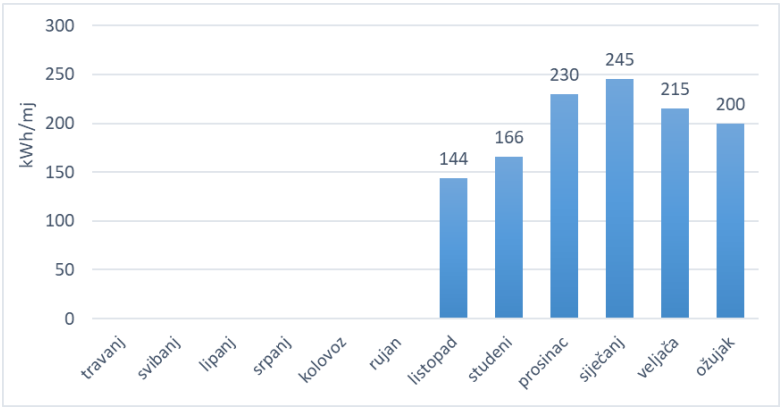
$$WA_{OMM(i,j)-12} = 1.200kWh * \frac{10{,}39\%}{6{,}48\% + 7{,}50\% + 10{,}39\% + 11{,}06\% + 9{,}70\% + 9{,}04\%} = 230\ kWh$$

$$WA_{OMM(i,j)-1} = 1.200kWh * \frac{11{,}06\%}{6{,}48\% + 7{,}50\% + 10{,}39\% + 11{,}06\% + 9{,}70\% + 9{,}04\%} = 245\ kWh$$

$$WA_{OMM(i,j)-2} = 1.200kWh * \frac{9{,}70\%}{6{,}48\% + 7{,}50\% + 10{,}39\% + 11{,}06\% + 9{,}70\% + 9{,}04\%} = 215\ kWh$$

$$WA_{OMM(i,j)-3} = 1.200kWh * \frac{9{,}04\%}{6{,}48\% + 7{,}50\% + 10{,}39\% + 11{,}06\% + 9{,}70\% + 9{,}04\%} = 200\ kWh$$

Na slici 5. Prikazana je raspodjela predviđene mjesečne potrošnje u budućem polugodišnjem obračunskom razdoblju.



Slika 5. Raspodjela predviđene mjesečne potrošnje u budućem polugodišnjem obračunskom razdoblju.

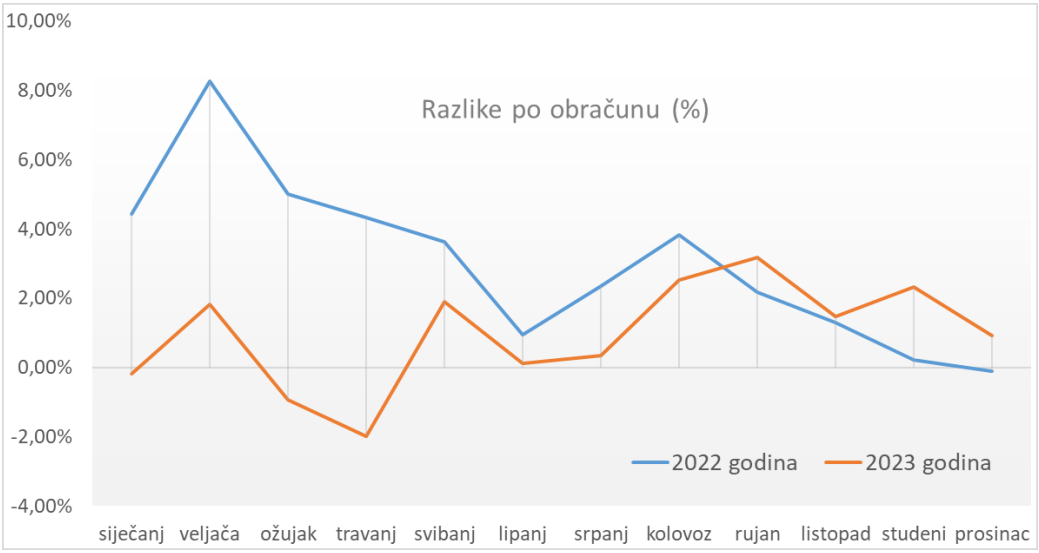
6. SIMULACIJA PRIMJENE MODELA „OPĆI" NA SVA KUĆANSTAVA U RH

U drugoj polovici 2022. godini su, sukladno *Pravilniku o općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom* [3] i *Pravilima primjene nadomjesnih krivulja opterećenja* [2], sva kućanstva s polugodišnjim

obračunskim razdobljem u Republici Hrvatskoj prešla na nejednake mjesečne potrošnje odnosno mjesečne novčane obveze. Napuštanjem obveze jednakih predviđenih mjesečnih potrošnji olakšava se određivanje koeficijenta gubitaka u primjeni nadomjesnih krivulja opterećenja.

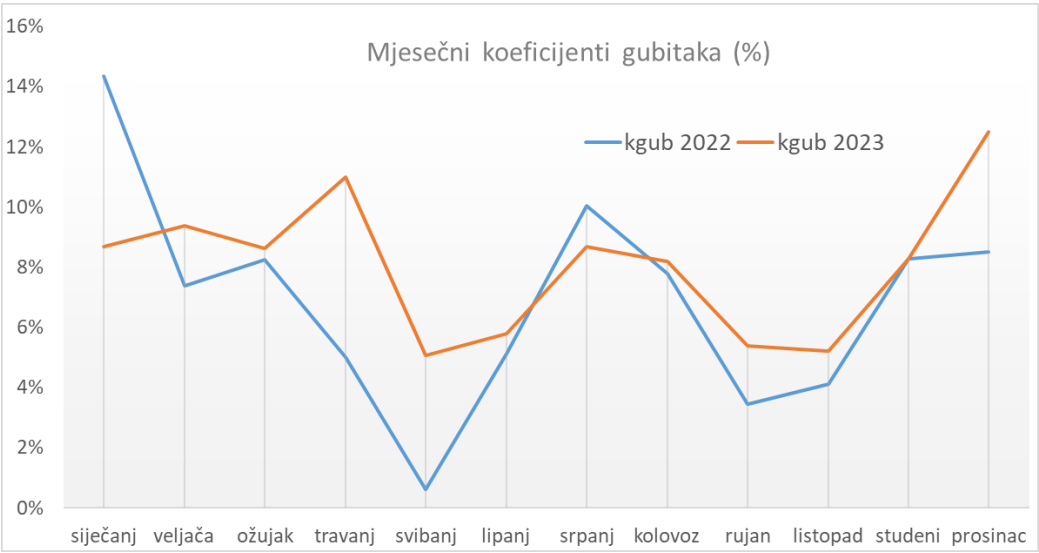
Usporedbom 2022. i 2023. godine može se zaključiti da je uvođenjem nejednakih mjesečnih potrošnji imalo za utjecaj smanjenje mjesečnih razlika po obračunu kao i smanjenje skokovite promjene mjesečnih koeficijenata gubitaka u distribucijskom sustavu.

Slika 6. u nastavku prikazuje razlike po obračunu kroz mjesece za 2022. i 2023. godinu.



Slika 6. Razlike po obračunu kroz mjesece za 2022. i 2023. godinu

Slika 7. prikazuje ublažavanje skokovitih promjena mjesečnih koeficijenata gubitaka u 2023. godini u odnosu na prvu polovicu 2022. godine.



Slika 7. Kretanje mjesečnih koeficijenata u 2022. i 2023. godini

7. ZAKLJUČAK

U RH ostvareni mjesečni gubitci odgovaraju razlici „ukupne ulazne energije u distribucijski sustav“ i „ukupne mjesečno obračunate energije“ krajnjim kupcima (poduzetništvu i kućanstvima). Stoga na iznose mjesečnih gubitaka značajan utjecaj ima (između ostalog) način utvrđivanja predviđenih mjesečnih potrošnji kućanstava.

U cilju smanjenja troškova nabave električne energije za pokriće gubitaka u distribucijskom sustavu, povoljno bi bilo da se veće količine nabavljaju u mjesecima kada su na veleprodajnom tržištu električne energije cijene niže (uobičajeno travanj-lipanj). Međutim, definicija predviđenih mjesečnih potrošnji kućanstava s takvim ciljem ne bi

vjerodostojno odražavala stvarnu mjesečnu potrošnju kućanstava u RH. To bi rezultiralo nedovoljnom sviješću kućanstava o njihovoj stvarnoj mjesečnoj potrošnji, što nije u skladu s novim propisima EU. Stoga je u radu bio cilj utvrditi vjerodostojnu razdjelu polugodišnjih potrošnji kućanstava po kalendarskim mjesecima.

Drugim riječima, operator distribucijskog sustava za cilj ima vjerodostojno utvrđivanje mjesečnih potrošnji kućanstava, što onda rezultira ostvarenim mjesečnim gubitcima u distribucijskom sustavu.

Kako bi se unaprijedio model budućeg predviđanja potrošnje električne energije i samim time izračun koeficijenata predviđene potrošnje za buduće polugodišnje obračunsko razdoblje u obzir je potrebno uzeti i neke od sljedećih kriterija kao što su utjeca BDP-a, klimatske promjene te povećanje uzorka, odnosno broja OMM koja su uključena u analizu.

LITERATURA

[1] Energetski institut Hrvoje Požar, svibanj 2021, "Stručna i znanstvena potpora unaprjeđenju primjene nadomjesnih krivulja opterećenja na tržištu električne energije u Republici Hrvatskoj",
[2] HEP–Operator distribucijskog sustava d.o.o., prosinac 2020, "Pravila primjene nadomjesnih krivulja opterećenja",
[3] Hrvatska energetska regulatorna agencija, kolovoz 2022, "Pravilnik o općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom".

CIRED CRNA GORA

I SAVJETOVANJE O ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R6-05

USPOSTAVLJANJE SARADNJE OPERATORA DISTRIBUTIVNOG I PRENOSNOG SISTEMA KAKO BI SE JEDINICAMA ILI GRUPAMA PRIKLJUČENIM NA DISTIBUTIVNI SISTEM OMOGUĆILO PRUŽANJE REZERVE AKTIVNE SNAGE

ESTABLISHING COOPERATION BETWEEN DISTRIBUTION AND TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS IN ORDER TO ENABLE THE PROVISION OF ACTIVE POWER RESERVES TO UNITS OR GROUPS CONNECTED TO THE DISTRIBUTION SYSTEM

Jadranka JANJANIN, EMS AD Beograd, Srbija
Branko Grujičić, EMS AD Beograd, Srbija
Slavenko Davidović, EMS AD Beograd, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Dobrobit krajnjih potrošača i očuvanje sigurnosti rada sistema su vrednosti koje operatori distributivnog i prenosnog sistema neguju. Da bi ova vrednost bila održiva neophodno je uspostaviti saradnju zasnovanu na zahtevima od strane oba operatora u obostranom interesu, na harmonizovanim pravilima, na koordinaciji akcija u cilju povećanja efikasnosti, operativne sigurnosti i stabilnosti rada sistema ovih operatora. Davanje mogućnosti jedinicama ili grupama priključenim na distributivni sistem da pruže uslugu rezerve aktivne snage je samo jedan od segmenata na kome operatori distributivnog i prenosnog sistema moraju detaljno da sarađuju kako bi se ostvarile obaveze iz propisa Energetske zajednice. U radu ćemo se baviti sledom prepoznatih aktivnosti operatora sistema u uspostavljanju saradnje prilikom definisanja zahteva za nedistriminatorno, kompetativno i efikasno funkcionisanje tržišta električne energije.

Ključne riječi: operator distributivnog sistema (DSO), operator prenosnog sistema (TSO), rezerva aktivne snage

ABSTRACT

The end consumers welfare and the maintaining of secure work of electricity system are values that distribution and transmission system operators cherish. In order for this value to be sustainable, it is necessary to establish cooperation based on the requirements of both operators in mutual interest, on harmonized rules, on the coordination of actions in order to increase the efficiency, operational security and stability of the systems of these operators. Giving the ability to units or groups connected to the distribution system to provide active power reserve service is just the one of the segments on which the distribution and transmission system operators must cooperate in detail in order to fulfill the obligations from the Energy Community regulations. In the paper, we will deal with the sequence of recognized activities of system operators in establishing cooperation when defining requirements for non-distributive, competitive and efficient functioning of the electricity market..

Key words: distribution system operator (DSO), transmission system operator (TSO), active power reserve

jadranka.janjanin@ems.rs, branko.grujicic@ems.rs, slavenko.davidovic@ems.rs

1. UVOD

Operatori prenosnog sistema (TSO) i operatori distributivnog sistema (DSO) omogućavaju da se električna energija prenese do korisnika sistema uz uvažavanje njihovih potreba svakog trenutka u toku godine i uz održavanje balansa u radu sistema. Prenosna i distributivna mreža se u kontinuitetu razvijaju i postaju kompleksnije pokušavajući da odgovore na zahteve svojih korisnika. Jedan od ključnih ciljeva TSO i DSO je siguran i pouzdan rad sistema sa tendencijom tranzicije ka zelenoj energiji i efikasnijim sistemima u budućnosti. TSO i DSO učestvuju u razvoju tržišnih aranžmana uvodeći novine u radu balansnog tržišta električne energije i uključivanju većeg broja učesnika u pružanje usluga.

Regulativa Evropske unije je prepoznala neophodnost saradnje TSO i DSO u oblasti upravljanja sistemom i tržišta električne energije, kroz sledeće propise:

- Direktiva 2019/944 o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije od 5.6.2019. godine
- Uredba 2019/943 o unutrašnjem tržištu električne energije od 5.6.2019. godine
- Uredba 2017/2196 o uspostavljanju mrežnih pravila za poremećeni rad i ponovno uspostavljanje elektroenergetskih sistema od 23.11.2017. godine (NCER)
- Uredba 2017/2195 o uspostavljanju smernica za električnu energiju balansiranja od 23.11.2017. godine (EBGL)
- Uredba 2017/1485 o uspostavljanju smernica za rad sistema za prenos električne energije od 2.8.2017. godine (SOGL)

Dana 15.12.2022. godine Odlukom 2022/03/MC-EnC Ministarski savet Energetske zajednice je inkorporirao paket pravne tekovine Evropske unije o električnoj energije u Energetsku zajednicu zajedno sa Proceduralnim aktom 2022/01/MC-EnC o podsticanju integracije u regionalno tržište električne energije. Na ovaj način su se ugovorne strane Energetske zajednice obavezale da donesu zakone, propise i administrativne odredbe neophodne za usklađivanje sa ovim paketom. Svi prethodno navedeni propisi su deo ovog paketa. [1]
U ovom radu bavimo se samo pružanjem rezerve aktivne snage kako bi se jedinicama ili grupama priključenim na distibutivni sistem omogućilo učešće u balansnom mehanizmu i stoga će fokus biti na SOGL.

2. PRAVNA OSNOVA

Za ovaj rad značajna odredba iz SOGL je da će TSO i DSO sarađivati kako bi olakšali i omogućili isporuku rezerve aktivne snage od strane jedinica ili grupa priključenih na distributivni sistem koje obezbeđuju rezervu. [2]
Na TSO i DSO ugovornih strana Energetske zajednice je da osmisle i razviju u skladu sa zakonom, propisima i administrativnim odredbama tehničke zahteve za prepoznavanje mogućih pružaoca usluga aktivne rezeve i način kupovine rezerve aktivne snage.
U nastavku ovog poglavlja ćemo proći kroz najbitnije odrednice SOGL razvrstane po potpoglavljima.

2.1 DSO pružalac priključene rezerve

Visoka integracija obnovljivih izvora električne energije u distributivni sistem dovodi do velikih promena u dosadašnjoj praksi rada između TSO i DSO. Prepoznaje se potreba za koordinacijom u radu ova dva operatora za koju se očekuje da će se još više produbiti povlačenjem iz rada elektrana baziranih na fosilnim gorivima. Još uvek su konvencionalna postrojenja dominantna u pružaju sistemskih usluga, ali je pitanje vremena kada će se ova situacija promeniti, jer se očekuje ekspanzija obnovljivih izvora energije i sve veće njihovo uključivanje u pružanju sistemskih usluga. TSO i DSO su prepoznali potrebu za inteziviranjem saradnje i boljom koordinacijom poslova.
U pravnu legislativu se uvodi novi termin "DSO pružalac priključene rezerve" i predstavlja DSO odgovornog za distributivnu mrežu na koju je priključena jedinica ili grupa za pružanje rezervi koja pruža rezervu TSO.[2]

2.2 Uslovi za predkvalifikaciju

U skladu sa SOGL pretkvalifikacioni postupak se oslanja na raspored i pravila dogovorena za razmenu informacija i pružanje rezerve aktivne snage između TSO, DSO sa priključenim pružaocem rezerve i posrednicima DSO.
Jasno je definisano da pretkvalifikacioni postupak traje najviše tri meseca od dana kad jedinica ili grupa za pružanje rezerve preda potpuni zvanični zahtev.
Obaveza svakog TSO je da razvije proces pretkvalifikacije za svaki tip reserve aktivne snage (Frequency containment reserve-FCR, Frequency restoration reserve-FRR, Replacement reserve-RR) i javno učini dostupnim detalje procesa prekvalifikacije.
U skladu sa navedenim TSO donosi uslove kojima se jasno i nedvosmisleno opisuju tehnički zahtevi koje mora da ispuni budući pružalac usluge rezerve aktivne snage. Ovi uslovima se propisuju tehničke karakteristike koje ukazuju na podobnost jedinice ili grupe za pružanje rezerve aktivne snage.
Potencijalni pružalac usluge mora podneti zvaničan zahtev TSO za pretkvalifikaciju.[2]

2.3 Sigurnost rada sistema

Najbitniji zadatak svakog operatora sistema je da obezbedi sigurnost napajanja korisnika sistema kroz praćenje odnosa proizvedene električne energije i potreba krajnjih korisnika vodeći računa o očuvanju sigurnog i stabilnog rada prenosnog i distributivnog sistema i neprekidnom napajanju svojih potrošača.
Pa tako i SOGL prepoznaje da svaki DSO sa priključenim pružaocem rezervi i svaki DSO posrednik ima pravo da, u saradnji sa TSO, pre aktivacije rezerve, odredi privremene granične vrednosti za pružanje rezerve aktivne snage koje se nalaze u njegovom distributivnom sistemu. Predmetni TSO se dogovaraju o primenjivim postupcima sa svojim DSO sa priključenim pružaocem rezerve i DSO posrednicima.[2]

2.4 Regulisanje pravnih odnosa

U procesu uspostavljanja pružanja rezerve aktivne snage od strane jedinica ili grupa priključenih na distributivni sistem potrebno je regulisati međusobna prava i obaveze između učesnika na tržištu koji posredno ili neposredno učestvuju u ovom procesu. Balansna odgovornost za svaku tačku priključenja u sistemu mora biti rešena, pa tako i za jedenice ili grupe priključene na distributivni sistem, na taj način se još jedna učesnik na tržištu uključuje u ovaj proces.
Pravni odnosi se rešavaju kroz različite pravne akte, kao što su:

- Ugovor između TSO i potencijalnog pružaoca usluge o preuzimanju prava i obaveza iz uslova za pružanje usluge rezerve aktivne snage za jedinice ili grupe priključenje na distributivni sistem,
- Ugovor o obavezivanju balansno odgovorne strane i pružaoca usluge u smislu pružanja usluge rezerve aktivne snage,
- Zajednička izjava pružaoca rezerve i snabdevača električnom energijom za mesta prukljućenja,
- Ugovor o razmeni podataka između TSO i DSO,
- Ugovor o poverljivost podataka ukoliko neka strana smatra da je potrebno.

TSO ima pravo da zahteva od pružaoce usluge instrument obezbeđenja plaćanja za dobro izvršenje posla.[3]

3. PREDKVALIFIKACIJA PRUŽAOCA USLUGE REZERVE AKTIVNE SNAGE

Dokaz o mogućnosti pružanja rezerve aktivne snage se dokazuje kroz testiranje jedinice ili grupe priključene na distributivni sistem. Učesnici u testiranju su TSO i podnosilac zahteva, dok se DSO obaveštava samo u slučaju uspešnih rezultata provere.

3.1 Provera tehničkih karakteristika

Za potrebe pretkvalifikacionog postupka za pružanje usluge rezerve aktivne snage, TSO priprema i određuje, u dogovoru sa svojim DSO sa priključenim pružaocem rezerve i DSO posrednicima, uslove razmene informacija potrebnih za ove pretkvalifikacione postupke za jedinice ili grupe za pružanje rezervi koje se nalaze u distributivnim sistemima. U okviru pretkvalifikacionih postupaka za pružanje usluge rezerve aktivne snage navode se informacije koje potencijalne jedinice ili grupe za pružanje rezerve moraju da dostave, kao što su:

- nivoi napona i mesta priključenja tih jedinica ili grupa,
- vrste rezervi aktivne snage,
- maksimalni kapacitet rezervi koji u pojedinom mestu priključenja pružaju te jedinice ili grupe,
- maksimalna brzina promene aktivne snage za te jedinice ili grupe.

U zavisnosti od vrste rezerve aktivne snage TSO definiše tehničke potrebe čija se ispunjenost proverava u toku testiranja.
Od pružaoca usluge rezerve aktivne snage u toku rada se neće zahtevati da dostavlja dijagram opterećenja, ali će se na osnovu kvalifikacije očekivati da u svakom trenutku može da pruži tražene karakteristike.
Verifikacija statusa pružaoca usluge se može sprovesti izdavanjem sertifikata.[3]
U skladu sa SOGL tehničke karakteristike pružaoca usluge rezerve aktivne snage se moraju proveravati bar svakih 5 godina.

3.2 Povratna informacija nakon angažovanja

Pružalac usluge sa distributivnog sistema mora dobiti izveštaj o svom angažovanju unutar obračunskog perioda perioda na osnovu koga će se izvršiti finansijsko poravnanje. Odgovornost za izradu izveštaja imaju TSO i DSO u skladu sa prethodno definisanim rokovima.
U slučaju neispunjavanja obaveze po pitanju kvaliteta i kvantiteta pružalac usluge može snositi posledice.

4. USPOSTAVLJANJE KOMUNIKACIJI IZMEĐU OPERATORA DISTRIBUTIVNOG I OPERATORA PRENOSNOG SISTEMA

Pružaoci frekvetnih pomoćnih usluga, odnosno rezerve aktivne snage mogu biti hipotetički govoreći i proizvođač i potrošači električne energije priključeni na prenosni i distributivni sistem koji ispunjavaju tehničke karakteristike propisane od strane TSO. Ukoliko TSO i DSO nisu uspostavili informacioni sistem koji obuhvata tok procesa, formate u kojima se razmenju informacije i odgovarajuće komunikacione kanale, bez obzira na tehničke karakteristike priključenog korisnika sistema pružanje usluge se ne može realizovati.
Pružanje usluge rezerve aktivne snage se može aktivirati automatski, ručno ili po planu.
Ukoliko se rezerva aktivne snage aktivira automatski prepoznajemo:

- Frequency contaiment reserve (FCR) gde je potrebno da puna aktivacija bude u periodu od 30 sekundi,

- Automatic frequency replacement reserve (aFRR) gde je potrebno da puna aktivacija bude u periodu od 5 min.

Ukoliko se rezerva aktivne snage aktivira ručno prepoznajemo:

- Manual frequency replacement reserve (mFRR) gde je potrebno da puna aktivacija bude u periodu od 15 minuta.

Ukoliko se rezerva aktivne snage aktivira po planu prepoznajemo:

- Restoration Reserve (RR) gde se radi sa standardnim proizvodima koji se razmenjuju između zona trgovanja u skladu sa nacionalnim proizvodima.

Testiranje prohodnosti informacionih kanala je potrebno radi postizanja tražene brzine aktivacije proizvoda rezerve aktivne snage pre proglašavanja statusa pružaoca usluge.
Za nesmetani radi potrebno je da TSO obezbedi redundantnost komunikacionih kanala.

4.1 Informacije koje se razmenjuju između operatora prenosnog i distributivnog sistema

Definisanje optimalnog seta podataka koji se razmenjuje između TSO i DSO je ključan za efikasnu saradnju.
Tipično, DSO nemaju značajan nivo automatizacije i senzora u distributivnoj mreži. Najbolji primeri iz prakse pokazuju da je za podršku potrebno 10% - 30% automatizacije u distributivnoj mreži delimično ili potpuno za automatsko lociranje kvara, izolacije i popravke.[4]
Za uspostavljanje procesa pružanja usluge reserve aktivne snage sa distributivnog nivou poželjno je da se razmene planski podaci, odnosno da DSO dostavi TSO informaciju o raspoloživoj rezervi aktivne snage, dok bi TSO obaveštavao TSO o planiranoj aktivaciji rezerve iz distributivnog sistema.
Minimalno potrebna informacija koju DSO dostavlja za potrebe angažovanja jedinice ili grupe priključene na distributivni sistem je informacija koje jedinice ili grupe priključene na distributivni sistem će biti na raspolaganju za pružanje usluge rezerve aktivne snage. Ova lista se u toku meseca može ažurirati ukoliko je došlo do promene liste pružaoca usluge. DSO je odgovoran za ispravnost sadržaja dostavljenih informacija. Od DSO se očekuje da dostavljene informacije budu pouzdane i visokog kvaliteta.
U cilju ispunjenja obaveza prema TSO, DSO uspostavlja komunikaciju sa jedinicama ili grupama priključenim na distributivni sistem.
Radi utvrđivanja ostvarene aktivacije rezerve aktivne snage korisno je da DSO i TSO razmene podatke iz realnog vremena.[4]

4.2 Formati fajlova za razmenu informacija

Formati fajlova u kojima se razmenjuju informacije o pružaocima rezerve međusobno utvrđuju operatori prenosnog i distributivnog sistema. Svaka jedinica ili grupa priključena na distributivni sistem mora imati jedinstvenu oznaku.
Preporučeni format fajlova je Common Information Model (CIM) kao standardni model podataka koji uključuje sve glavne objekte koji se obično nalaze u Energy Management System (EMS), zajedno sa njihovim klasama, atributima i odnosima među njima.[4]

4.3 Rokovi za razmenu informacija

Operator prenosnog sistema radi uspostavljanja sigurnog i stabilnog rada sistema izrađuje planove rada prenosnog sistema na različitim vremenskim horizontima. U cilju sagledavanja potrebnog opsega za rezervu aktivne snage potrebno je da u tekućem mesecu za naredni mesec ima informacije o pružaocima usluge. Takođe je bitno da operator prenosnog sistema bude informisan o nastalim izmenama u odnosu na planske.
U skladu sa navedenim, obaveza DSO je da dostavi informacije o raspoloživosti jedinica ili grupa priključenih na njegov sistem do roka koji definiše operator sistema kako u tekućem za naredi mesec, tako i u tekućem za taj mesec.
Evropski TSO koji je već uspostavio obezbeđivanje rezerve aktivne snage sa distributivnog sistema je RTE, francuski TSO, i zahteva sledeće rokove:

- Prva informacija - DSO šalje informaciju o raspoloživosti jedinica ili grupa najkasnije 5 radnih dana pre početka narednog meseca,
- Izmena u toku meseca - DSO šalje informaciju o izmenama raspoloživosti jedinica ili grupa najkasnije 5 dana pre izmene,
- U slučaju uključivanja nove jedinice ili grupe - DSO šalje informaciju najkasnije 10 radnih dana pre ove velike promene. [3]

4.4 Komunikacioni kanali

Protok informacija između operatora prenosnog i distributivnog sistema potrebno je da bude bezbedan i pouzdan, zaštićen od neovlašćenog pristupa. Osnovni cilj je da podatak stigne od pošiljaoca do primaoca brzo, bez izmenjenog sadržaja i da se onemogući pristup informacijama neovlašćenim licima. S tim u skladu se predlaže izbegavanje razmene podataka preko javnog interneta i prelazak na privatne mreže, što u praksi nije uvek lako izvodljivo.
Najčešće korišćeni standardi za razmenu podataka u realnom vremenu između TSO ili DSO su ICCP (Inter Control Center Protocol) ili TASE 2 (IEC 60870-6), međutim trenutno se ne koriste za razmenu podataka u realnom vremenu između TSO i DSO.
Protokoli kao što su MultiSpeak i OpenADR imaju široku primenu u komunikaciju između uređaja. Takođe DMS-to-DERMS interfejsi mogu biti opcija u zavisnosti od koordinacije odabrane arhitekture.[4]

4.5 Nadgledanje rada

TSO uspostavlja daljinsku komunikaciju sa pružaocem usluge kako bi pratio njegov rad u definisanim vremenskim odbircima koji su reda nekoliko sekundi. Na ovaj način DSO gubi nadležnost prema TSO za dostavljanje kriva opterećenja za pružaoce usluga operatoru prenosnog sistema.
TSO nadgleda pouzdanost merenja, kvalitet odziva, sinhronizaciju podataka i slično i ukoliko uoči odstupanja u performansama rada pružaoca usluge koja značajno premašuju definisanu marginu greške u odnosu na očekivani učinak, momentalno ga obaveštava.
Pored nadgledanja TSO sprovodi i proračun neizmirenih razmena rezerve za svakog pružaoca usluge na dnevnom nivou po obračunskim intervalim.

5. NABAVKA USLUGE REZERVE AKTIVNE SNAGE

Nabavka rezerve aktivne snage se sastoji iz:

- Nabavke kapaciteta,
- Nabavke energije.

TSO raspisuje odvojeno aukcije za nabavku kapaciteta i za nabavku energije.
Na aukcijama kapaciteta na kojoj se mogu pojaviti svi prethodno kvalifikovani pružaoci usluge, ne samo sa distributivnog sistema, TSO definiše minimalne količine snage koje se mogu naći u ponudama pružaoca usluga. Minimalna vrednost snage zavisiće od proizvoda za koji se raspisuje aukcija. Vlasnici ponuda koje su prihvaćene imaju obavezu da podnesu ponudu u aukciji za energiju koju će raspisati TSO. Pored pružaoca usluga koji imaju obavezu da podnesu ponude za energiju, na aukciji mogu učestvovati i svi ostali kvalifikovani pružaoci usluga.
Pružaoci usluga iz prihvaćenih ponuda imaju obavezu da nakon primljenog naloga od TSO isporuče proizvod u ponuđenoj vrednosti i kvalitetu.
U nekim zemljama postoji sekundarno tržište balansne rezerve i dozvoljeno je do definisanog roka prebaciti obavezu iz prihvaćene ponude na drugog kvalifikovanog pružaoca usluge.[5]

6. ZAKLJUČAK

Nakon donošenja zakona, propisa i administrativnih odredbi neophodnih za usklađivanje sa usvojenim pravnim tekovinama Evropske unije o električnoj energije, pred ugovornim stranama Energetske zajednice se nalazi višemesečni rad kako bi se podigla svest korisnika distributivnih sistema o mogućnosti pružanja usluge rezerve aktivne snage i podstakla želja da se uključe u proces pretkvalifikacije, izradila potrebna interna i eksterna dokumentacija u cilju pretkvalifikacije jedinica ili grupa priključenih na distributivni sistem, razvila saradnja na nivou TSO-DSO i TSO-pružalac usluge razmena aktivne snage, uspostavila elektronska razmena informacija i provera kvaliteta pruženih usluga.
Omogućavanje pružanja rezerve aktivne snage jedinicama ili grupama priključenim na distibutivni sistem je samo pola puta do njihovog uključivanja u balansno tržište koje će se bazirati na dostavljanju ponuda, obavezi da budu ispunjene i protoku informacija između balansno odgovornih strana i TSO.
U dostizanju finalnog cilja ključnu ulogu će podjednako imati ljudski resursi iz TSO, DSO, pružaoca usluga i razvijanje sufisticiranih informacionih sistema.

LITERATURA

[1] Energy Community web-site, https://www.energy-community.org/implementation/package/EL.html
[2] Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation, članovi 2-182
[3] RTE, 2020, “Frequency Ancillary Services Terms and Conditions”
[4] CIGRE WG C2.40, 2021, “TSO-DSO Co-Operation Control Centre Tools Requirements”, 21-26
[5] TenneT, 2023, SOP-SYS aFRR EN V2.0 Manual aFRR for BSPs, 13

CIRED CRNA GORA

I SAVJETOVANJE O ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R6-06

ALOKACIJA TROŠKA DISTRIBUTIVNE MREŽARINE NA KORISNIKE DISTRIBUTIVNOG SISTEMA

ALLOCATION OF THE COST OF THE DISTRIBUTING NETWORK TO THE USERS OF THE DISTRIBUTION SYSTEM

Senad AGANOVIĆ, Regulatorna komisija za energiju u FBiH, Bosna i Hercegovina
Edina AGANOVIĆ, Nezavisni operator Sistema u BiH, Bosna i Hercegovina

KRATAK SADRŽAJ

Osnovni zadatak operatora distributivnog sistema je da korisnicima sistema omogući kvalitetno i kontinuirano korištenje distributivnog kapaciteta. Pojedinačno svaki korisnik ovisno o svom karakteru i potrebama ugovara uslove priključenja na distributivnu mrežu. Tačke konekcije i parametri mjerenja su dominantni za određivanje uslova i načina korištenje distributivne mreže. Troškovi operatora distributivnog sistema trebaju biti pravedno raspoređeni na korisnike sistema. Prihod kojim se pokrivaju troškovi distributivnog sistema u pravilu se obezbjeđuju naplatom jednokratne naknadu za priključenje na distributivnu mrežu i naplatom distributivne mrežarine.
Jednokratna naknada u pravilu se obračunava prema jediničnim vrijednostima priključne snage. Drugi dio prihoda obezbjeđuje se naplatom troška za korištenje distributivne mreže. Vrijednosti odobrene priključne snaga i ostvarenog vršnog opterećenja u obračunskom periodu korištenja distributivne mreže trebaju biti dominantne veličine za obračun troška korištenja distributivne mreže. Praksa većine operatora distributivnih sistema, za kategoriju domaćinstvo, jeste da se vrši mjerenje samo utroška aktivne električne energije. Ekonomska neisplativost ugradnje uređaja za mjerenje ostvarene snage kategorije domaćinstvo, dominantno je uticala na način obračuna trošaka distributivne mrežarine preko utroška aktivne električne energije-kWh. Primjena kWh kao tarifnog elementa za obračun najvećeg dijela troška korištenja distributivne mreže, je prepreka za objektivan obračun pripadajućeg pojedinačnog troška korištenja distributivne mreže korisnika sistema. Ovaj rad prikazuje jedan od mogućih načina pravednije alokacije troška distributivnog sistema na korisnike korištenjem vrijednosti odobrene priključne snage i ostvarene maksimalne snage u obračunskom periodu. Skeniranje karaktera korisnika distributivnog sistema, te određivanjem udjela u parametrima distributivnog kapaciteta preduslov su za alokaciju troškova distributivne mreže na korisnike distributivnog sistema. U radu su opisane vrste troška distributivnog sistema, skeniran karakter svakog korisnika sistema potreban za alokacija po vrsti troška. Ne ulazeći u preciziranje metodologije za izračunavanje vrijednosti troška, rad daje prijedlog tarifnih elementa za obračun troška distributivne mrežarine i podjelu na kategorije korisnika distributivnog sostema. U Radu je dat prijelog lociranja tarifnih stavova diferenciran po kategorijama potrošnje i tarifnim elementima. Takođe su dati prijedlozi vrednovanja ostvarenih vršnih opterećenja, potrebnih kao obračunske vriednosti za fakturisanje troška distributivne mrežarine.

Ključne riječi: operator distributivnog sistema, odobrena priključna snaga, ostvarena maksimaln snaga, tarifni dizajn, troškovi mrežarine

ABSTRACT

The main task of the distribution system operator is to provide system users with quality and continuous use of the distribution capacity. Individually, each user, depending on his character and needs, contracts the terms of connection to the distribution network. Connection points and measurement parameters are dominant for determining conditions and ways of using the distribution network. The costs of the distribution system operator should be fairly distributed among the users of the system. As a rule, the income covering the costs of the distribution system is provided by the collection of a one-time fee for connection to the distribution network and the collection of the distribution network fee.
As a rule, the one-time fee is calculated according to the unit values of the connected power. Another part of the income is provided by charging the cost for using the distribution network. The values of the approved connection power and the achieved peak load in the calculation period of using the distribution network should be the

dominant values for calculating the cost of using the distribution network. The practice of most operators of distribution systems, for the household category, is to measure only the consumption of active electricity. The economic unprofitability of installing a device for measuring the realized power of the household category had a dominant effect on the way of calculating the cost of the distribution network fee via the consumption of active electricity-kWh. The use of kWh as a tariff element for the calculation of the largest part of the cost of using the distribution network is an obstacle for the objective calculation of the corresponding individual cost of using the distribution network of system users. This paper shows one of the possible ways of fairer allocation of the cost of the distribution system to the users by using the value of the approved connection power and the achieved maximum power in the accounting period. Scanning the character of the users of the distribution system, and determining the share in the parameters of the distribution capacity, are a prerequisite for the allocation of the costs of the distribution network to the users of the distribution system. The paper describes the types of costs of the distribution system, the scanned character of each user of the system required for allocation by type of cost. Without entering into the specification of the methodology for calculating the value of the cost, the paper provides a proposal of tariff elements for the calculation of the cost of the distribution network fee and the division into categories of users of the distribution system. In the paper, a proposal for locating tariff items differentiated by categories of consumption and tariff elements is given. Proposals were also given to evaluate the achieved peak loads, which are required as calculation values for invoicing the cost of the distribution network fee.

Key words: distribution system operator, approved connection power, achieved maximum power, tariff design, network fee costs

Senad Aganović, s.aganovic@ferk.ba

1. UVOD

Pored standardnih korisnika distributivne mreže kao što su krajnji kupci i snabdjevači, sve je veći broj novih korisnika, kao što su prosumeri, agregatori, skladišta električne energije, punionice električnih vozila, zajednice obnovljivih izvora, energetske zajednice građana, mikromreže. Pojava novih korisnika distributivnih mreža utiče na značajne promjene u aktivnostima Operatora distributivnog sistema (ODS). Različiti načini korištenja distributivne mreže, uzrokovani priključenjem novih korisnika, obavezuje operatora distributivnih sistema na promjene u odnosu na ustaljeni način obračunu troškova distributivne mrežarine. Troškovi ODS-a obuhvataju troškove ulaganja u nove i zamjenske distributivne kapacitete, troškove upravljanja i održavanja, troškove osiguranja kontinuiranog i kvalitetnog korištenja distributivnih kapaciteta, troškove gubitaka električne energije i druge troškove. ODS-a raspolaže i upravlja elektrodistributivnom mrežom. Obaveza ODS-a jeste omogućiti korisnicima distributivnog sistema korištenje ugovorenih priključnih snaga i osigurati kvalitetu korištenja distributivnog kapaciteta. Na osnovi primjenljivih metodologija proračunava se prihod operatora distributivnog sistema. Tarifnim dizajnom kreiraju se tarifni modeli obračuna ditributivne mrežarine diferenciranjem po tarifnim elementima i naponskim nivoima i vrstama korisnika distributivne mreže. Tarifni modeli moraju sadržavati pravilnu alokaciju ukupnog troška na korisnike distributivne mreže, kvalitetan izbor tarifnih elementa za obračun pojedinačnog troška distributivne mrežarine. Nedostatak odgovarajućih tarifnih modela, nejasna alokacija troškova može uticati na smanjenje prihoda od naknade za distributivnu mrežu ili pogrešno adresiran trošak distributivnog kapaciteta. Osnovni proizvod koji prodaje ODS-a je priključna snaga. Druga karakteristična veličina po kojoj se svaki korisnik razlikuje jeste ostvareno vršno opterećenje u obračunskom periodu. Zbog navedenog, u obračun troška mrežarine potrebno je uključiti odobrenu priključnu snagu i ostvareno vršno opterećenje u obračunskom periodu kao obračunske elemente.

Obaveza ODS jeste da ispravno obračuna svaki pojedinačni trošak korištenja distributivne mreže. U cilju obezbjeđenja potrebnog distributivnog kapaciteta ODS je dužan planirati i izgraditi distributivni sistem, upravljati, održavati, te pružati sigurnost, zaštitu i potreban kvalitet distributivnog sistema. Djelatnost ODS-a je regulisana energetska djelatnost. Većina Nacionalnih regulatornih tijela u EU 90 %, uspostavljaju ili odobravaju tarifne metodologije [1]. Primjenom odgovarajućih tarifnih metodologija regulatorna tijela provode postupke usvajanja potrebnog prihoda djelatnosti distribucije, na način da potiču ODS-a na stalno unapređenje poslovanja . Potrebno je da ODS-a ima tarifne dizajne kreirane prema potrebama potrošača. ODS je dužan kreirati nove tarifne dizajne koji će uvažiti potrebe novih korisnika mreže kao što su proizvodnja za vlastite potrebe, prosumeri, trgovci električnom energijom, skladišta električne energije, agregatori i druge. Tarifni dizajn treba ponuditi dvostranu komunikaciju, aktivnih korisnika i ODS [2].

2. TROŠKOVI U DISTRIBUTIVNOJ MREŽI

Aktivnosti na polju energetske efikasnosti, politika proizvodnje električne enrgije iz obnovljivih izvora, širenje aktivnosti građanske energije, su razlog nastanka novih vrsta korisnika distributivne mreže. Sve veći broj različitih vrsta korisnika utiče na promjenu karaktera distributivne mreže i uloge u ukupnom elektroenergetskom sistemu. Distributivne mreže intezivno mijenjaju tradicionalni karakter radijalne distributivne mreže u složeni elektrodistributivni sistem. Broj korisnika, aktivno djelovanja u sastavu distributivnog sistema čine sve složeniji distributivni sistem. Transformacija elektrodistributivnog sistema povećava troškove izgradnje, upravljanja, održavanja, zaštite sigurnosti i kvaliteta elektrodistributivnog sistema. Raspodjela ovih troškova treba biti objektivna, fer i transparentna za korisnike sistema. Tarifne metodologije trebaju pratiti diamiku promjena u distributivnoj mreži. Tarifni dizaj treba kreirati na način, da pojedinačni obračuni distributivne mrežarine imaju karakter reflektirajućeg troška.

2.1 Priroda troška distributivne mrežarine i alkacija na korisnike distributivne mreže

Ukupni troškovi mrežarine (TUM) sastoje od nekoliko osnovnih komponenti. Trošak za izgradnju novih kapaciteta (TKM), troškovi amortizacije (TAM), operativni troškovi rada i održavanja (TOM), troškovi za pokrivanje distributivnih gubitaka (TGM). ODS ne prodaje električnu energiju. ODS prodaje distributivni kapacitet kao i usluge korištenja distributivnog kapaciteta. Prodaja distributivnog kapaciteta korisnicima sistema, određuje potrebu korištenja [kW] kao jedinice za obračun većinskog dijela troška mrežarine. Korisnici distributivnog sistema, ugovaraju priključne snage, prema nivou potreba za korištenje distributivne mreže. Potrebe korisnika su različite, akao što je preuzimanje električne energije, isporuka proizvedene električne energije, transport električne energije, skladištenje električne energije, pružanje pomoćnih usluga. Neovisno o količini električne energije koju korisnici sistema preuzimaju, proizvode, skladište, transportuju kroz distributivni system, ODS ima obavezu, u svakom trenutku, obezbjediti raspoloživost odobrene priključne snage [3]. Kapacitet distributivnog sistema na raspolaganju je korisnicima u trenucima kada isti aktivno ne preuzimaju ili ne predaju električnu energiju. Korištenje ugovorene priključne snage kada ne postoji registrovana količina pruzete ili predate električne energije je pasivno korištenje, za razliku od aktivnog korištenja kapaciteta kada se registruje protok energije. ODS garantuje svakom korisniku raspoloživost ugovorene priključne snage (UPS). Protok energije kroz distributivne kapacitet utiče na radne karakteristike opreme, time i na radni vijek instaliranog kapaciteta. Pravilno dimenzionisanje kapaciteta, sigurno upravljanje, odgovarajuća zaštita i kontrola kvaliteta, preduslov su očuvanja normiranih tehničkih karakteristika distributivnog kapaciteta. ODS je zadužen za nabavku električne energije za pokrivanja distributivnih gubitaka. Trošak nabavke električne energije (TGM) varijabilnog je karaktera, i ekvivalentan je količini ostvarenih gubitaka. Pojedinačni obračun troška gubitaka izračunava se temeljem jedinične vrijednosti energije za pokrivanje gubitaka po kWh i registrovane količinu električne energije na mjernom uređaju.

2.2 Trošak obezbjeđenja distributivnog kapaciteta (TKM)

Korisnici distributivne mreže sa ODS-om ugovaraju potrebne distributivne kapacitete za trajno ili ograničen period korištenja. Potrošači i proizvođači koriste distributivni kapacitet za preuzimnje i isporuku električne energije. Povećanjem izvora električne energije, povećan je interes trgovaca za prodaju proizvedene električne energije izvan granica distributivne mreže. Proizvedena električna energija koju trgovci prodaju transportuje se distributivnom mrežo. ODS planiranjem, investiranjem i izgradnjom potrebnog distributivnog kapaciteta treba da osigura dovoljne distributivne kapacitete. Nastale troškove za obezbjeđenje distributivnog kapciteta je potrebno diferencirati po naponskim nivoima uz obavezanu primjenu kumulativnog troška za niže naponske nivoe. Za alokaciju troška na kategorije korisnika treba uvažavati njihove udjele u ukupnom zbiru odobrenih priključnih snaga. ODS ugovara priključne snage, prema zahtjevima korisnika mreže. Ugovori mogu biti trajnog ili privremenog trajanja. Udjeli po naponskim nivoima ili kategorijama korisnika u zbiru ukupno odobrene priključne snage u distributivnom sistemu mogu poslužiti za alokaciju na komponentu za izračunavanje jedinične vrijednosti (tarife za odobrenu priključnu snagu). Priključna snaga može predstavljati obračunsku veličinu za izračun troška pasivne komponentu snage distributivne mrežarine. Kumulativni izračun troška za niže naponske nivoe koristi proporcionalne udjele snage nižeg u višem naponskom nivou. Udjeli kategorija korisnika sistema u ukupnom kapacitetu mogu poslužiti za raspodjelu troška pasivnog korištenja distributivnog kapaciteta na kategorije korisnika sistema. Tarifna vrijednost po 1 kW pasivnog korištenja distributivnog kapaciteta koristi se u obračunu dijela troška distributivne mrežarine. Pokrivanje troškova za obezbjeđenje pasivnog korištenja distributivnog kapaciteta ODS može realizovati naplatom jednokratnog iznosa za odobrenu priključnu snagu. Naplata odobrene priključne snage može se realizovati u ukupnom iznosu jednokratne naknade ili da se procentulano dijeli na jednokratni iznos i iznos kroz obračun distributivne mrežarine. U oba slučaju kao obračunski element troška pasivnog korištenja distributivnog kapaciteta, poželjno je koristiti pojedinačnu vrijednost ugovorene priključne snage.

2.3 Trošak amortizacije osnovnih sredstava TAM

Aktivne distributivne kapacitete nakon isteka perioda eksploatacije potrebno je zamjeniti novim. Amortizacija osnovnih sredstava, obračunava se u svrhu obnavljanja kapaciteta za koje je eksploatacioni vijek istekao. Pojedinačna vrijednost troška amortizacije sadržana je u dijelu pojedinačnog pasivnog troška korištenja distributivnog kapaciteta. Kao obračunska veličina pojedinačnog troška koristi se vrijednost ugovorene priključne snage. Priključna snaga registrovana je u ugovorima o priključku, korisnika distributivnog sistema.

2.4 Operativni troškovi rada i održavanja TOM

Operativni troškovi rada i održavanja uključuju troškove ODS-u nastale u procesu upravljanja, održavanja, osigurnja zaštite sistema i obezbjeđenju kvaliteta distributivne mreže. Troškovi robe, materijalni troškovi, troškovi radne snage čine osnovni dio operativnih troškova rada i održavanja. TOM troškovi se mogu izraziti po jedinci distributivnog kapaciteta. ODS diferenciranje provodi po naponskim nivoima i kategorijama korisnika ditributivne mreže. Za alokaciju TOM troška na kategorije korisnika može se koristiti udio ostvarene vršne snage kategorije korisnika u vršnom opterećenju distributivnog sistema. Jedinični vrijednost troška i pojedinačno izmjerena obračunska snaga ili izračunata vrijednost obračunske snage predstavljaju elemente za pojedinačne obračune aktivnog troška korisnika distributivnog sistema.

2.5 Trošak nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka TGM

Operatori distributivnog sistema pokrivaju gubitake električne energije u distributivnoj mreži. ODS obezbjeđuje nabavku električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnoj mreži. Trošak nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka, potrebno je diferencirati po naponskim nivoima distributivne mreže. Alokacija na kategorije korisnika treba uvažiti ravnospravnost udjela u troškovima. Proizvođače električne energije na distributivnoj mreži treba osloboditi troška za pokrivanje gubitaka. Energija koju proizvode elektrane na distributivnoj mreži ili se proda na distributivnoj mreži i/ili se izveze na prenosnu mrežu. Prosumere je potrebno osloboditi plaćanja dijela distributivnih gubitaka. Trošak gubitaka električne energije proizveden i potrošen u distributivnoj mreži, alocira se na kategorije potrošača. Gubitke električne energije uzrokovane transportom električne energije na prenosnu mrežu, alocirati na trgovce.

3. Struktura korisnika distributivne mreže

Elektrodistributivna mreža poprima sve složeniji karakter. Broj korisnika mreže različit po načinu i vremenu korištenja distributivnih kapaciteta postaje sve brojniji. Time i potreba ODS da ozbiljno sagleda uticaje pojedinačnih kategorija na troškove distributivne mreže. Potrošači kao i proizvođači temeljem ugovorenih priključnih snaga koriste distributivni kapacitet za preuzimanje ili isporuku električne enrgije. Kada korisnik preuzima ili predaje električnu energiju u distributivnu mrežu, tada aktivno koristi distributivni kapacitet. Aktivno korištenje distributivnog kapaciteta registruje se izmjerenim kWh predate ili preuzete električne energije. Korisnici distributivne mreže, mogu biti trajno ili privremeno priključeni na distributivnu mrežu (potrošači, proizvođači, prosumeri, skladišta električne energije). Trgovci distributivne kapacitete koriste povremeno za potrebe transporta proizvedene električne energije na prenosnu mrežu.

3.1 Potrošači električne energije

Potrošači po broju registrovanih korisnika, predstavljaju najbrojniju skupinu. Distributivni kapacitet koriste u svrhu preuzimanja električne energije. Vrijednost ugovorene priključne snage može biti mjera pasivnog korištenja distributivnog kapaciteta. Vrijednosti ugovorene priključne snage uglavnom su veće od ostvarenih vršnih snaga tokom obračunskog perioda. Potrošači su aktivni korisnici distributivnog kapaciteta, ali postoje i intervali pasivnog korištenja distributivnog kapaciteta. Korištenje distributivnog kapaciteta za preuzimanje električne energije uzrokuje gubitke električne energije. Potrošačima se može dodjeliti udio u slijedećim troškovima distributivne mrežarine (TKM,TAM,TOM i TGM). Za pojedinačni obračun pasivnog korištenja distributivnog kapaciteta koristiti vrijednosti odobrene priključne snage. Obračun troška aktivnog korištenja distributivnog kapaciteta vršiti prema izmjerenim ili izračunatim vršnim snagama tokom obračunskog perioda. Za pojedinačne obračune udjela u troškovima distributivnih gubitaka koristiti vrijednost izmjerene preuzete aktivne električne energije.

3.2 Proizvođači električne energije

Proizvođači koriste distributivni kapacitet za isporuku proizvedene električne energije. Pasivna snaga jednaka je ugovorenoj priključnoj snazi. Proizvođači su aktivni korisnici distributivnog kapaciteta. Najvećim dijelom rada

proizvodnog postrojenja aktivna snaga približno odgovara ugovorenoj priključnoj snazi. Električna energija proizvedena u postrojenju prodaje se na mjestu konekcije sa distributivnom mrežom. Proizvedene količine električne energije ugovorom sa snabdjevačima preuzimaju korisnici distributivne mreže ili se proizvedena električna energija putem trgovanja prenosi na prenosnu mrežu. Proizvođačima se se može dodjeliti udio u trošku TKM. U obračunu pojedinačnog troška korištenja distributivnog kapaciteta koristiti vrijednosti odobrene priključne snage.

3.3 Potrošač-proizvođač

Sve je veći broj korisnika tip potrošač-proizvođač. Ova vrsta korisnika može raditi u dva režima, potrošački i proizvođački režim. Trošak distributivnog kapaciteta potrebno izračunavati sa udjelima troška potrošača i proizvođača. Aktivna snaga proizvodnog postrojenja limitirana je ugovorenom priključnom snagom potrošača. Trošak pasivne snage za potrošača-proizvođača obračunava se prema vrijednosti odobrene priključne snage. Trošak aktivne snage obračunavati prema vrijednosti izmjerene ostvarene ili izračunate snage u obračunskom periodu. U proizvodnom režimu objekat najvećim dijelom aktivno koristi ugovornu priključnu snagu, dok je u režimu potrošača karakteristična snaga manja od ugovorene priključne snage. Udio u trošku gubitaka električne energije obračunava se samo za potrošački režim rada korisnika. Korisniku mreže potrošač-prozvođač potrebno obračunati udio u TKM+TAM, a udio u TOM prema registrovanoj vršnoj snazi. Za obračun troška koji pripada dijelu TGM, koristiti izmjerene vrijednosti preuzete električne energije iz distributivne mreže.

3.4 Skladišta električne energije

Skladištenje električne energije u distributivnoj meži postaje sve češći način korištenja distributivne mreže. Skladištenje električne energije može se obavljati u sklopu proizvodnog postrojenja ili kao samostalna energetska jedinica. Skladišta koriste distributivni kapacitet u okviru ugovorene priključne snage. Mjesto prodaje skladištene električne energije je mjesto konekcije skladišta sa distributivnom mrežom. Trošak distributivne mrežarine za skladišta potrebno računati kroz udio u TKM kao trošak pasivnog kapaciteta, a vrijednost odobrene priključne snage, koristiti kao jedinicu za obračun troška mrežarine.

3.5 Trgovci

Povremeno aktivno korištenje kapaciteta distributivne mreže za potrebe trgovanja električnom energijom karakteristika je trgovaca električnom energijom. Kupljenu električnu energiju u distributivnoj mreži, mogu prodati unutar distributivne mreže ili izvan granica distributivne mreže. Za količine prodate električne energije izvan granica distributivnog sistema trgovcima je potrebno obračunati udio u TOM. Za obračunski element koristiti registrovane količine energije trgovanja izvan distributivnog sistema.

3.6 Agregatori

Nova vrsta korisnika u distributivnim mrežama. Uloga agregatora sastoji se u objedinjavanju većeg broja pojedinačnih jedinica potrošnje, proizvodnje ili skladištenja električne energije. Aktivnosti agregatora baziraju se na zbrajanju vrijednosti potrošača, proizvođača, skadišta električne energije.Trošak korištenja distributivne mreže za agregatora odnosi se na trošak ODS-a za prikupljanje, prenos, sumiranje i obradu agregiranih podataka. Trošak korištenja distributivne mreže za agregatore potrebno obračunavati prema cjenovniku posebnih usluga distributivnog sistema.

4. Prijedlog tarifnog dizajna

Zbog pojave novih vrsta krisnika distributivne mreže, ODS treba intezivno raditi na inoviranju tarifnog dizajna. Dinamika promjene tarifne metodologije treba pratiti dinamiku promjene strukture korisnika distributivnog sistema. Vrijednost distributivnog kapaciteta treba biti razumjliva i transparentna za korisnika. Korištenje kWh za izražaj većinskog dijela distributivnog troška nije prihvatljiva jedinica. Najveći dio distributivnog troška fiksnog je karaktera, neovisan o količini registrovane energije. Obračun većinskog dijela pojedinačnog distributivnog troška, preko tarifnog elementa aktivna energija, pogrešan je signal korisniku sistema. Cjenovni signal preko kWh kod korisnika sistema ne odražava stvarni trošak korištenja distributivnog kapaciteta. Cijenovni signali trebaju imati dvosmjeran karakter. ODS treba ponuditi cjenovni signal, koji će korisnika aktivirati da ugovorene priključne snage svede u granice potrebnog. Odustajanjem korisnika, od nepotrebnog zakupljenog kapaciteta, ODS dobiva prethodno, zarobljene kapacitete. Odabranim odnosom tarifa pasivnog i aktivnog korištenja distributivnog kapaciteta moguće je poslati cjenovne signale korisnicima distributivne mreže. Svaki ODS na temelju raspoloživosti i kvaliteta distributivnog kapaciteta, te strukture i broja korisnika sistema priprema i kreira tarifne modela i daje prijedlog za tarifni dizajn. U Tabeli 1. dat je prijedlog tarifnog dizajna. U Tabeli je dat prijedlog

tarifnih elementa za koje se proračunavaju tarifni stavovi po vrstama korisnika. Distributivna mrežarina obračunava se preko tri tarifna elementa: snaga, aktivna energija i reaktivna energija. Snaga kao tarifni element ima dva karaktera pasivni i aktivni. Za obračunske vrijednosti pasivne snage koriste se vrijednosti odobrenih priključnih snaga. Ove vrijednosti definisane su ugovorima o priključku korisnika sistema na distributivnu mrežu. Jedinična vrijednost pasivne snage određuje po kW posebno za niže i više naponske nivoe distributivne mreže.
Za obračunsku vrijednost aktivne snage koriste se vrijednosti izmjerenih vršnih snaga u obračunskom periodu za one korisnike koji posjeduju uređaje za registraciju vršne snage. Mjerna mjesta korisniku koja nisu opremljena mjerenjem vršne snage, obračunska veličina može biti vrijednost iz zamjenskog dijagrama opterećenja. Jedinična vrijednost aktivne snage određuje se po kW za niže i više naponske nivoe distributivne mreže. ODS izborom omjera jediničnih vrijednosti pasivne i aktivne snage upućuju korisnicima sistema signale za pravilan izbor priključne snage [4]. Povećan trošak pasivnog kapaciteta može poslužiti kao signal korisniku da smanji ugovorenu priključnu snagu. Regulisanje potreba korisnika ekvivalentno odobrenoj priključnoj snazi pozitivno djeluje na raspoloživi distributivni kapacitet. Smanjuju su neplanirana preopterećanja distrubutivnog sistema Uravnoteženje ugovorene priključne snage sa potrebama korisnika, obostrani je interes ODS i korisnika sistema. Tarifni element aktivna energija diferenciran je po naponskom nivou i kategoriji korisnika. Jedinična vrijednost troška za pokrivanje gubitaka izražava se po kWh električne energije, a za obračunske veličine koriste se registrovani kWh električne energije na mjernom uređaju korisnika. Tarifni element reaktivna energija obračunava se za one kategorije korisnika, propisane u metodologiji za distributivnu mrežarinu. Diferenciran po naponskom nivou, jedinična vrijednost izražava se po kVArh, a obračun vrši na temelju izmjerenih količine reaktivne energije registrovane na mjernom uređaju.

5. Zaključak

Proizvodi koji se plasiraju na tržište trebaju odgovarati potražnji i mogućnostima kupovne strane na tržištu, te imati jasne cjenovne signale. Kao i svi drugi proizvodi distributivni kapacitet i usluge koje ODS pruža korisnicima trebaju odražavati stvarne troškove, a obračun pojedinačnog troška treba biti fer i transparentan. Objedinjeni pojedinačni manji iznosi snaga korisnika sistema, mogu imati značajnu ulogu u radu distributivnog sistema. Agregacijom pojedinačnih vrijednosti korisnika distributivnog sistema, pruža se prilika aktiviranja potencijala fleksibilnosti distributivnog sistema. Ujedno i prilika za organizovanje pomoćnih usluga. Upravljanje potencijalom fleksibilnosti sistema, ODS postiže i efekat energetske efikasnosti. Upravljanjem troškova i načinom fakturisanja i naplate ODS stvara preduslove za kvalitetno vođenje distributivnog sitema. Tarifni dizajn koji pravilno odražava troškove investiranja, upravljanja, zaštite i kvaliteta distributivnog sistema, dodatno aktivira pojedinačne potencijale korisnika sistema i daje priliku ODS da iste iskoristi za unapređenje distributivnog sistema.

PRIJEDLOG TARIFNOG DIZAJNA								
Kategorije korisnika distributivne mreže	Snaga [€/kW]				Aktivna Energija [€/kWh]		Reaktivna energija [€/kVArh	
	Pasivna		Aktivna		NN	SN	NN	SN
	NN	SN	NN	SN				
Domaćinstvo	x		x		x			
N- grupa*	x		x		x			
Mala preuzeća	x		x		x	x	x	x
M-grupa**	x		x		x	x	x	x
Proizvođači	x	x						
P- grupa***	x	x						
Potrošač-proizvođač	x	x	x	x	x	x	x	x
PR-grupa****	x	x	x	x	x	x		
Trgovac					x	x		
X – ova oznaka prijedlog je korištenja jedinične vrijednosti za obračun pojedinačnog troška								
* N-grupa predstavlja broj grupa u kategoriji Domaćinstvo koje ODS određuje temeljem postavljenih kriterija.								
** M-grupa predstavlja broj grupa u kategoriji Mala preduzeća koje ODS određuje temeljem postavljenih kriterija.								
*** P-grupa predstavlja broj grupa u kategoriji Proizvođači koje ODS određuje temeljem postavljenih kriterija.								
**** PR-grupa predstavlja broj grupa u kategoriji Potrošač-proizvođač koje ODS određuje temeljem postavljenih kriterija.								

LITERATURA

[1] Report on Distribution Tariff Metodologies in Europe, ACER, February 2021.
[2] Ibtihal ABDELMOTTELEB, Tomás GÓMEZ,José Pablo CHAVES-ÁVILA, „Incentiziving consumer response trough costs-reflective distribution netvor charges“, vier 15 June 2016, Paper 0273
[3] „Designing distribution network tariffs that are fair for different consumer groups“, Centre for Compettition Policy of East Anglia October 2018.
[4] Senad AGANOVIC, Edina AGANOVIC, Tatjana KONJIC, „Rational use of Connected Capacities in Purpose of more Electricity Efificient Power Distribution Network“, Madrid, 3-6 June 2019 Paper n° 504

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R6-07

POSLOVANJE ELEKTROPRIVREDE CRNE GORE NA BILATERALNOM I ORGANIZOVANOM TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE

MONTENEGRIN ELECTRIC ENTERPRISE ACTIVITIES IN THE OTC MARKET AND POWER EXCHANGES

Božana Miljanić-Marušić, EPCG A.D. Nikšić, Crna Gora
Maja Rašković, EPCG A.D. Nikšić, Crna Gora

KRATAK SADRŽAJ

Početkom osamdesetih godina prošlog vijeka zaživjela je ideja o deregulaciji u elektroenergetskom sektoru. Rezultat procesa deregulacije je uvođenje tržišnih principa i konkurentnosti u elektroprivrednoj djelatnosti. Prvi korak u procesu deregulacije elektroenergetskog sektora je razdvajanje djelatnosti elektroprivrednih preduzeća, koja su poslovala po principima monopola. Potencijalno tržišne djelatnosti proizvodnja i snabdijevanje razdvajaju se od djelatnosti prenosa i distribucije električne energije, za koje se smatra da su prirodni monopoli. Od strane Evropske unije promoviše se ideja o otvaranju berzi električne energije, što rezultira formiranjem slobodnog veleprodajnog tržišta električne energije i formiranjem referentne veleprodajne cijene, čime se podstiče transparentnost trgovanja i povećava se konkurencija.
Cilj ovog rada je da se predstavi Elektroprivreda Crne Gore kao učesnik na bilateralnom i organizovanom tržištu električne energije. U ovom radu biće prikazane etape razvoja tržišnog poslovanja, na koje je umnogome uticao proces liberalizacije tržišta u zemljama u regionu. Otvaranjem berzi u susjednim zemljama stvorili su se preduslovi da se energija kupuje ili prodaje po spot cijenama, čime je uveden novi koncept u tržišnom poslovanju u Elektroprivredi Crne Gore. Dodatno, analiziran je uticaj geo-političkih dešavanja u svijetu, dešavanja tokom pandemije korona virusa i ograničenja u pogledu alokacije prekograničnih prenosnih kapaciteta na tržišno poslovanje u ovoj kompaniji.

Ključne riječi: tržište električne energije, “day-ahead” tržište, berza električne energije

ABSTRACT

The idea of deregulation in the energy sector was proclaimed during the early eighties of the last century. The development of market principles and enhancement of competitiveness is the result of the deregulation process. The first step in the deregulation process is deconstructing the vertical setup of generation, transmission, distribution and supply. The European Union promotes the idea of power exchange establishments. The result of the above-mentioned establishments is development of a wholesale electricity market and achievement of reference wholesale prices, which has positive effects on competitiveness and transparency in electricity trading.
This paper aims to present activities of Montenegrin Electric Enterprise in the OTC market and power exchanges. In this paper, we have analyzed the stages of development in electricity market activities in Montenegrin electric enterprise. These activities were influenced by the market liberalisation process of the countries in the region. The new concept in energy management was followed by power exchange establishment in neighbouring countries. Therefore, it is possible for Montenegrin Electric Eneterprise to buy or sell energy at the spot prices. Additionally, we have analyzed the following effects on electricity market activities: geo-political, the influence of covid-19 pandemic and restrictions on cross-border capacity allocation.

Key words: electricity market, “day-ahead” market, power exchange

bozana.marusic@epcg.com, maja.raskovic@epcg.com

1. UVOD

Elektroprivreda Crne Gore A.D. Nikšić (EPCG), nacionalna energetska kompanija u Crnoj Gori osnovana je 16.10.1998. godine odlukom o transformaciji Javnog elektroprivrednog preduzeća "Elektroprivreda Crne Gore" Nikšić. Djelatnosti EPCG su proizvodnja i snabdijevanje električnom energijom, kupoprodaja električne energije, izgradnja i održavanje elektroenergetskih objekata, projektovanje i nadzor i druge djelatnosti propisane Statutom EPCG [1].

U svom proizvodnom portfoliju Elektroprivreda Crne Gore ima jednu termoelektranu, dvije hidroelektrane i dvije male hidroelektrane. Hidroelektrana "Perućica" instalisane snage 307 MW i hidroelektrana "Piva" instalisane snage 342 MW, čine 73.5 % od ukupne instalisane snage u EPCG proizvodnom portfoliju. Instalisana snaga termoelektrane Pljevlja iznosi 225 MW. Takođe, u svom portfoliju EPCG ima dvije male hidroelektrane nazivne snage 6.56 MW i 2.46 MW.

U okviru Javnog elektroprivrednog preduzeća "Elektroprivreda Crne Gore" Nikšić proizvodnja i prenos električne energije su funkcionisali zajedno, do osnivanja akcionarskog društva Prenos Podgorica marta 2009. godine, čije ime je naknadno promijenjeno u Crnogorski elektroprenosni sistem – CGES AD [2]. Osnovna djelatnost CGES-a je prenos električne energije, pri čemu on posjeduje licencu za vršenje djelatnosti operatora prenosnog sistema.

Donošenjem Pravila za osnivanje i rad tržišta električne energije, u Crnoj Gori je zvanično 01. januara 2009. godine otvoreno tržište električne energije [3]. Sljedeći korak bilo je donošenje odluke od strane Vlade Crne Gore o osnivanju društva sa ograničenom odgovornošću "Crnogorski operator tržišta električne energije" (COTEE) [4]. Regulatorna agencija za energetiku je u decembru 2011. godine dodijelila licencu za vršenje djelatnosti operatora tržišta električne energije ovom pravnom subjektu.

Sljedeći korak, koji je u skaldu sa procesom liberalizacije tržišta električne energije u Crnoj Gori jeste finalizacija procesa funkcionalnog i pravnog razdvajanja EPCG i FC Distribucija, koji je okončan formiranjem Društva sa ograničenom odgovornošću "Crnogorski elektrodistributivni sistem" Podgorica (CEDIS). CEDIS je od 01. jula 2016. godine samostalni pravni subjekat, sa licencom za obavljanje poslova operatora distributivnog sistema [5].

Privredno društvo Berza električne energije DOO (BELEN ili MEPX) osnovano je 21.06.2017. godine, od strane COTEE-a, CGES-a i EPCG [6]. Od 29. marta 2021. godine na MEPX-u funkcioniše dugoročno tržište električne energije, koje trenutno podrazumijeva organizaciju aukcija od strane MEPX-a za pokrivanje gubitaka u distributivnom i prenosnom sistemu Crne Gore. Ključno u razvoju tržišta električne energije u Crnoj Gori jeste pokretanje "dan-unaprijed" tržišta na MEPX-u. Operativan rad "dan-unaprijed" tržišta na MEPX-u bio je 26. aprila 2023. godine, sa prvim danom isporuke za 27. april 2023. godine.

U EPCG je 2009. godine osnovana Direkcija za upravljanje energijom, u kojoj se obavljaju poslovi upravljanja proizvodnjom i trgovine električnom energijom. Trenutno, Direkcija za upravljanje energijom je organizovana u tri sektora: Sektor za dugoročno planiranje i trgovinu, Sektor za kratkoročno planiranje i trgovinu i Sektor za obračune i podršku. U Sektoru za dugoročno planiranje i trgovinu obavljaju se poslovi izrade Bilansa električne energije i praćenje njegove realizacije, i u skladu sa njim obavljaju se trgovine na godišnjem, kvartalnom, mjesečnom i sedmičnom nivou. U Sektoru za kratkoročno planiranje i trgovinu odvijaju se poslovi izrade i optimizacije voznih redova elektrana i trgovina "dan-unaprijed" i "intraday". Sektor za obračun i podršku zadužen je za realizaciju i praćenje ugovora, fakturisanje i finansijsko poravnanje.

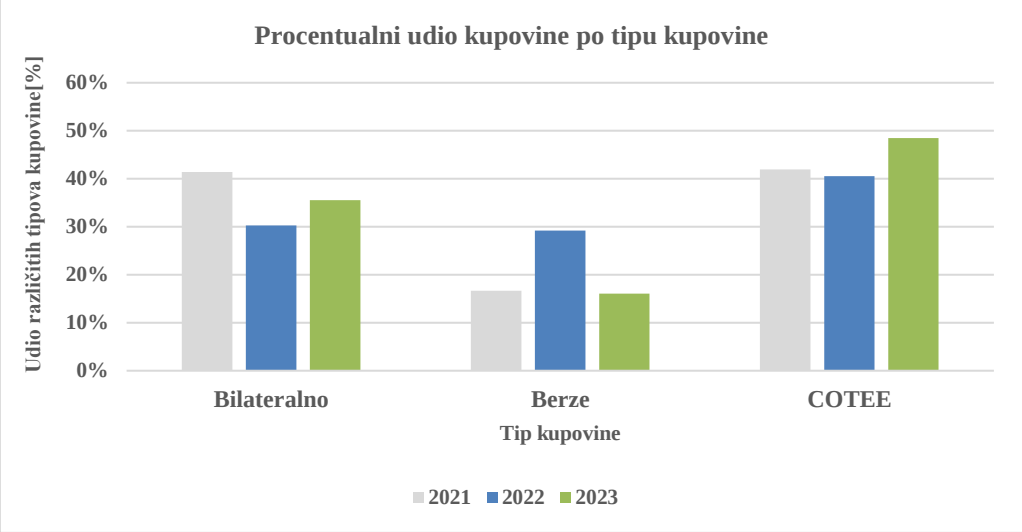
Trenutno EPCG učestvuje na organizovanim elektroenergetskim tržištima u Crnoj Gori (MEPX), Srbiji (SEEPEX), Hrvatskoj (CROPEX) i Mađarskoj (HUPX). Aktivnosti kupovine i prodaje na pomenutim tržištima EPCG vrši direktno ili indirektno, posredovanjem elektroenergetskih trgovačkih kompanija. EPCG se suočava sa uticajem turbulencija u regionu i na globalnom nivou, kada svoje poslovanje prilagođava datim okolnostima, kao što je to bio slučaj sa uticajem korona virusa, globalnih kriza ili ratova. Takođe, ograničeni prekogranični prenosni kapaciteti i cijene za alokaciju prekograničnih prenosnih kapaciteta, naročito nakon povezivanja Crne Gore i Italije podmorskim kablom, predstavljaju izazov u operativnom radu u Direkciji za upravljanje energijom.

Cilj ovog rada je da se prikaže razvoj jedne elektroprivredne kompanije, koja svoje poslovanje usklađuje sa procesom liberalizacije tržišta električne energije.

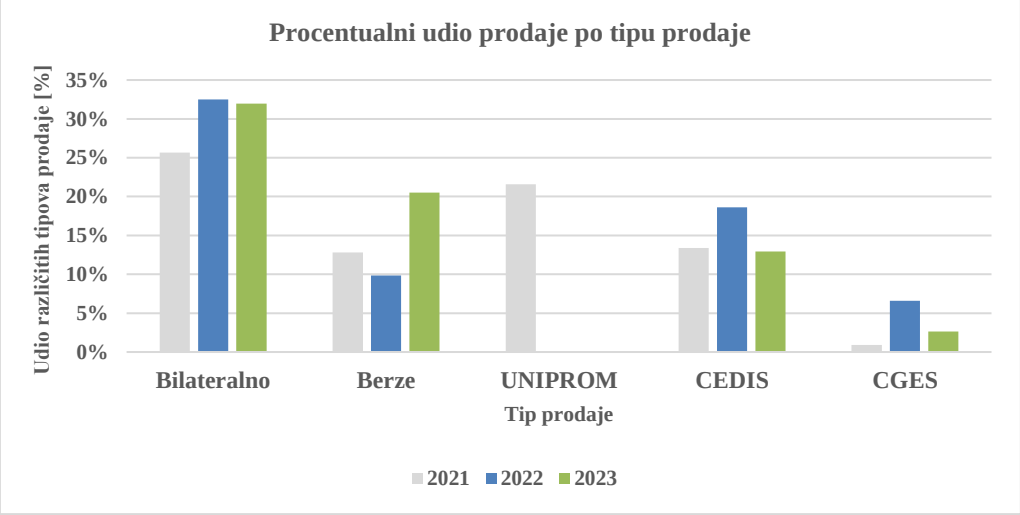
Rad je organizovan u četiri cjeline, uključujući zaključna razmatranja. U uvodnom dijelu dat je kratak osvrt na proces deregulacije u Crnoj Gori i predstavljen ukratko proces rada u Direkciji za upravljanje energijom. U drugoj cjelini hronološki je predstavljen razvoj tržišnog poslovanja u EPCG na bilateralnom i organizovanom tržištu električne energije. Uticaj različitih dešavanja u regionu i na globalnom nivou na koncept poslovanja u EPCG prikazan je u trećoj cjelini. Četvrta cjelina sadrži zaključna razmatranja.

2. POSLOVANJE ELEKTROPRIVREDE CRNE GORE U TRŽIŠNIM USLOVIMA

Kupovina i prodaja električne energije koju EPCG obavlja na dugoročnom i kratkoročnom nivou, trenutno se odvija kroz bilateralnu saradnju sa kompanijama koje se bave trgovinom električnom energijom, preko poziva (tendera) koje organizuju kompanije ili koje organizuje EPCG i na berzama električne energije.
EPCG raspisuje pozive za kupovinu ili prodaju električne energije na godišnjem, mjesečnom, sedmičnom ili dnevnom nivou. EPCG dostavlja ponude na pozive koje raspisuju CGES i CEDIS za pokrivanje gubitaka u prenosnom i distributivnom sistemu. U ranijem periodu te pozive su raspisivali direktno CGES i CEDIS, do pokretanja dugoročnog tržišta na MEPX berzi. Nakon uspješnog pokretanja dugoročnog tržišta na MEPX berzi, pozive objavljuje berza, i na njenoj platformi registrovani učesnici dostavljaju ponude. EPCG od COTEE-a otkupljuje električnu energiju iz obnovljivih izvora energije, sa kojima COTEE ima sklopljen ugovor o otkupu. Na grafiku 1 predstavljeni su podaci o procentualnom udjelu kupovine po tipu realizovane kupovine (bilateralno, berze, COTEE), u periodu 2021-2023. godina, dok su na grafiku 2 predstavljeni podaci za prodaju (bilateralno, berze, UNIPROM, CEDIS, CGES).

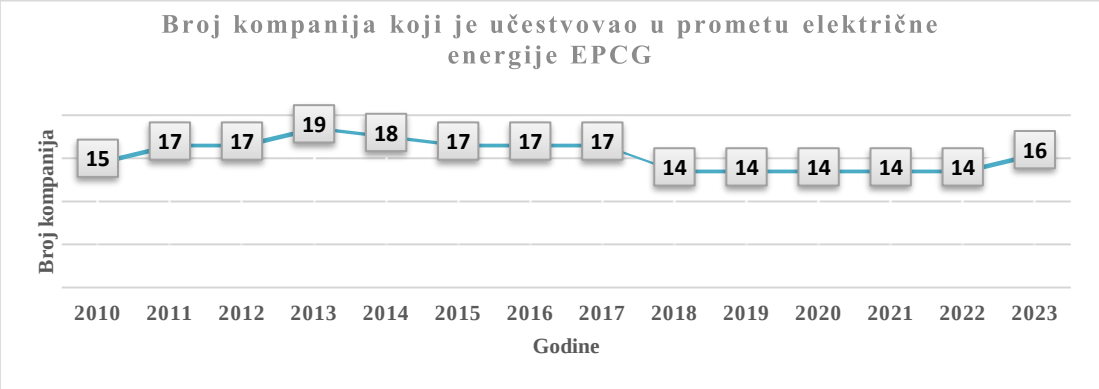


Grafik 1. Kupovina EPCG po tipu kupovine



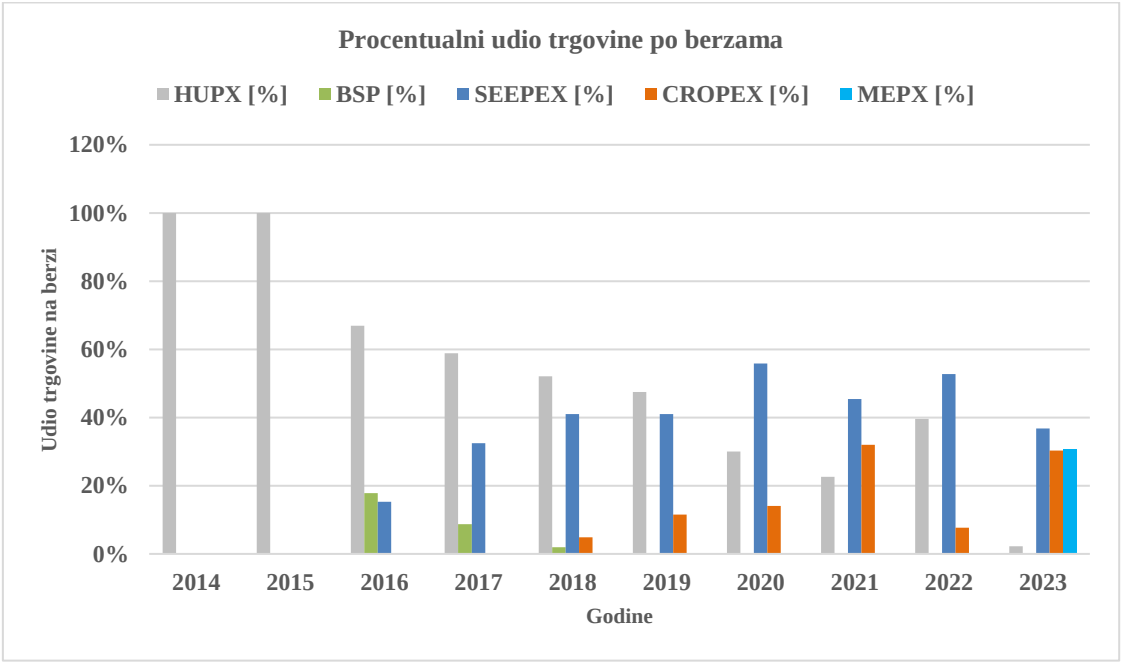
Grafik 2. Prodaja EPCG po tipu prodaje

Broj kompanija koje participiraju u ukupnom prometu električne energije EPCG varirao je tokom godina. Od osnivanja Direkcije za upravljanje energijom taj broj varira između 14 i 19, pri čemu nijesu u taj broj uključeni CEDIS, CGES i COTEE. Na grafiku 3 prikazan je broj kompanija koje se bave trgovinom električne energije, a sa kojima je EPCG trgovala na bilateralnom i organizovanom tržištu u periodu 2010-2023.



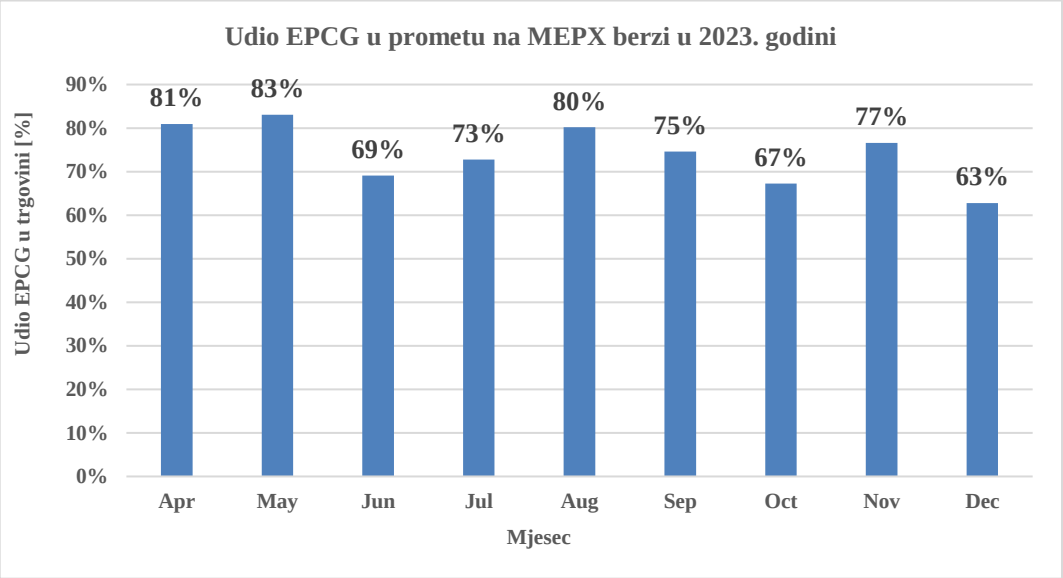
Grafik 3. Broj kompanija koji je učestvovao u prometu električne enegije EPCG u periodu 2010-2023

Od jula 2013. godine svoje poslovanje EPCG je proširila indirektnim učešćem na elektroenergetskim berzama u regionu. Uspostavljena je saradnja sa kompanijama koje obavljaju djelatnosti trgovine električnom energijom, pružajući uslugu pristupa berzi električne energije. U proces obavljanja trgovina uključena je i kćerka firma EPCG D.O.O., koja je registrovana u Srbiji.
Na grafiku 4 prikazani su uporedni podaci o udjelu u ostvarenim trgovinama na "dan-unaprijed" tržištu na berzama električne energije u regionu od strane EPCG za period 2014-2023 godina.



Grafik 4. Promet EPCG na berzama

Sa grafika 4 uočavamo da je EPCG indirektno plasirala određene količine samo na HUPX berzi do 2016. godine. Nakon toga je uslijedilo indirektno učestvovanje na BSP berzi električne energije. Nakon uspješnog povezivanja CROPEX berze sa MRC tržištem, promet na CROPEX berzi je uvećan, pa je i EPCG od 2018. godine pristupila indirektnoj trgovini na ovoj berzi.
Kćerka firma EPCG D.O.O. je uspješno obavila proces registracije na SEEPEX berzi za trgovinu na "dan-unaprijed" tržištu u 2022. godini. Stoga, od juna 2022. u Direkciji za upravljanje energijom zaposleni imaju direktan pristup SEEPEX-ovoj platformi za trgovinu električnom energijom na "dan-unaprijed" tržištu. Pristup SEEPEX berzi, od njenog osnivanja 2016. godine do juna 2022. godine je realizovan koristeći "market access" usluge.
Od osnivanja MEPX berze, EPCG je registrovana za učešće na dugoročnom tržištu i "dan-unaprijed" tržištu. EPCG, kao "market maker", svoje poslovanje je orijentisala na nacionalnu berzu, i konstantno dio svojih manjkova ili viškova trguje na MEPX-u. Na grafiku 5 prikazani su podaci o procentualnom udjelu EPCG u prometu na MEPX berzi u 2023. godini.



Grafik 5. Trgovina EPCG na MEPX-u u 2023. godini

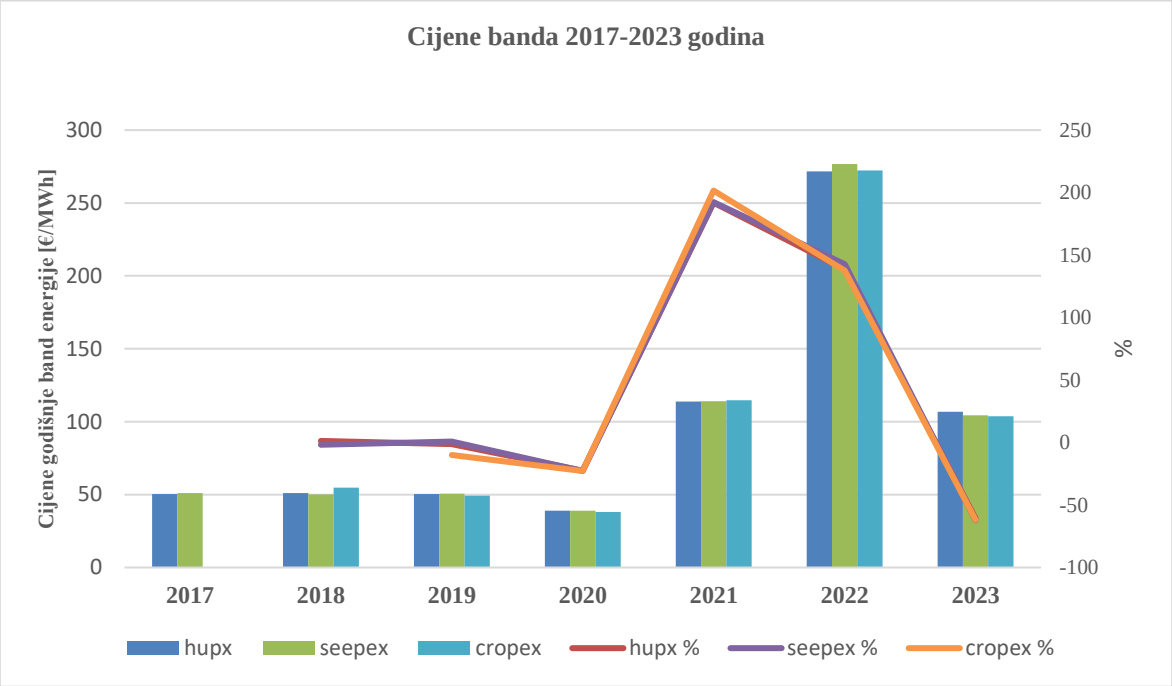
U dosadašnjem radu MEPX berze, dominantni učesnik je EPCG. Uvažavajući potrebu za razvojem tržišta, sa željom da se što prije uspješno realizuje proces povezivanja tržišta MEPX berze sa nekom od susjednih berzi, EPCG će nastaviti da svoje poslovanje usmjerava na način da pospješuje rad nacionalne berze.
U narednom periodu očekuje se proširenje poslovanja, učešćem na Italijanskoj berzi.
Kada je u pitanju "intraday" tržište, dominantan vid trgovine na "intraday" tržištu u EPCG je bilateralna trgovina. Prema instrukcijama EPCG, kćerka firma EPCG D.O.O. je izvršila uspješno registraciju za učešće na "intraday" tržištu na SEEPEX berzi. S obzirom na to da još uvijek ne postoji veća ponuda na "intraday" tržištu u Srbiji, odrađeno je svega nekoliko transakcija. Dodatno, EPCG je sklopila ugovor sa CROPEX berzom za "read-only" pristup "intraday" tržištu, u cilju praćenja kretanja cijena na satnom nivou.

3. UTICAJ RAZLIČITIH FAKTORA NA TRŽIŠNO POSLOVANJE ELEKTROPRIVREDE CRNE GORE

Na stabilnost tržišta električne energije veliki uticaj imaju geo-političke prilike u svijetu, prirodne katastrofe i socio-ekonomski razvoj. Tokom posljednje četiri godine tržište električne energije bilo je izloženo velikim turbulencijama zbog svjetskih dešavanja, prvenstveno zbog pandemije korona virusa i rata u Ukrajini. Uticaj na tržište ima i sami razvoj elektroenergetskog sektora (razvoj obnovljivih izvora, povećanje prenosnih kapaciteta, otvaranje novih tržišta,…).

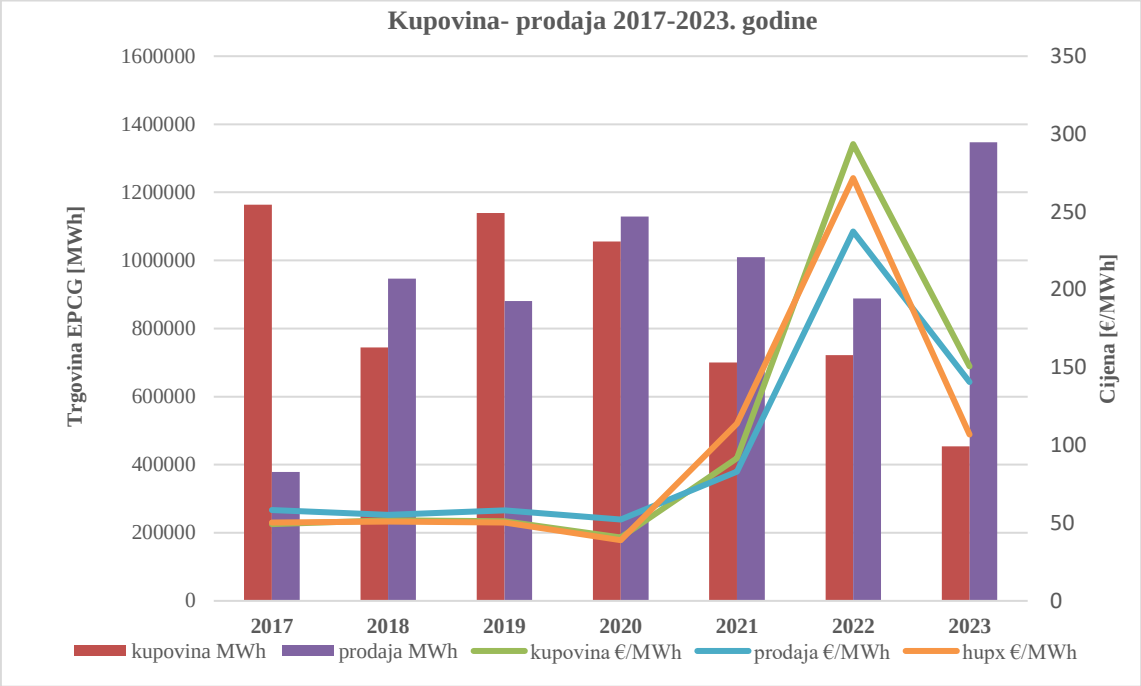
3.1 Pandemija korona virusa i rat u Ukrajini

Pandemija korona virusa, koja je zvanično proglašena u martu 2020. godine, kao i početak rata u Ukrajini u februaru 2022. godine bili su neki od glavnih razloga nestabilnosti tržišta električne energije u protekle nekolike godine. Na grafiku 6 prikazane su cijene godišnje band energije na tri berze na koje je EPCG učestvovala tokom perioda 2017-2023. godine (MEPX berza nije uzeta u razmatranje jer je počela sa radom u aprilu 2023. godine).



Grafik 6. Cijene band energije u periodu 2017-2023. godine

Na osnovu podataka prikazanih na grafiku 6 možemo zaključiti da su cijene godišnjeg banda za 2020. godinu bile niže za 22% u odnosu na 2019. godinu. To predstavlja veliki pad cijena ako se uzme u obzir da su se cijene band energije za tri prethodne godine kretale u opsegu ± 2%. Ovaj pad cijena bio je prije svega posledica pada industrijske potrošnje u Evropi. U Izvještaju Evropske komisije ukupna potrošnja u Evropskoj Uniji u 2020. godini bila je niža za 4% u odnosu na 2019.godinu, nakon uvođenja mjera protiv širenja korona virusa [7].
Oporavak privrede i rast ekonomije posle pandemije korona virusa, veliki skok cijena gasa na tržištu kao posledica velike potražnje i niskih rezervi u skladištima, kao i rastućih tenzija Evrope sa glavnim snabdjevačem, rezultirali su velikim skokom cijena električne energije u 2021.godini, posebno u trećem i četvrtom kvartalu. Cijene godišnjeg banda na berzama, koje su obrađene u ovom radu, kretale su se od 113.86 €/MWh na HUPX berzi, 114.02 €/MWh na SEEPEX berzi do 114.07 €/MWh na CROPEX berzi što predstavlja skok od 192-201.6% u odnosu na 2020.godinu.
Rat u Ukrajini, uvedene sankcije Rusiji, u martu 2022. godine dovele su do nove nestabilnosti na tržištu električne energije. Nesigurnost snabdijevanja električnom energijom, rekordno visoke cijene gasa, velike suše i niža proizvodnja nuklearnih elektrana dovele su do novih maksimuma cijena električne energije tokom 2022. godine. Godišnji band je na HUPX berzi završio 271.67€/MWh (138.6% u odnosu na prethodnu godinu), na SEEPEX berzi 276.65€/MWh (142.63% u odnosu na prethodnu godinu) i na CROPEX berzi 272.4€/MWh (137.49% u odnosu na prethodnu godinu).
Tokom 2023. došlo je do stabilizacije cijena gasa, povećane hidro i nuklearne proizvodnje što je dovelo i do pada cijena na tržištima električne energije. Toplija zima od prosječne i uvedene mjere štednje u zemljama Evropske Unije dovele su do pada potrošnje, što je takođe imalo uticaj na pad cijena električne energije. Godišnji band na HUPX berzi završio je 106.82€/MWh, na SEEPEX berzi 103.46€/MWh i na CROPEX berzi 103.72 €/MWh, što predstavlja pad od 60.68-62.6 % u odnosu na prethodnu godinu.
Na grafiku 7. prikazane su prosječne cijene kupovine i prodaje EPCG uporedo sa prosječnom cijenom godišnjeg banda na HUPX berzi za period 2017-2023. godine.



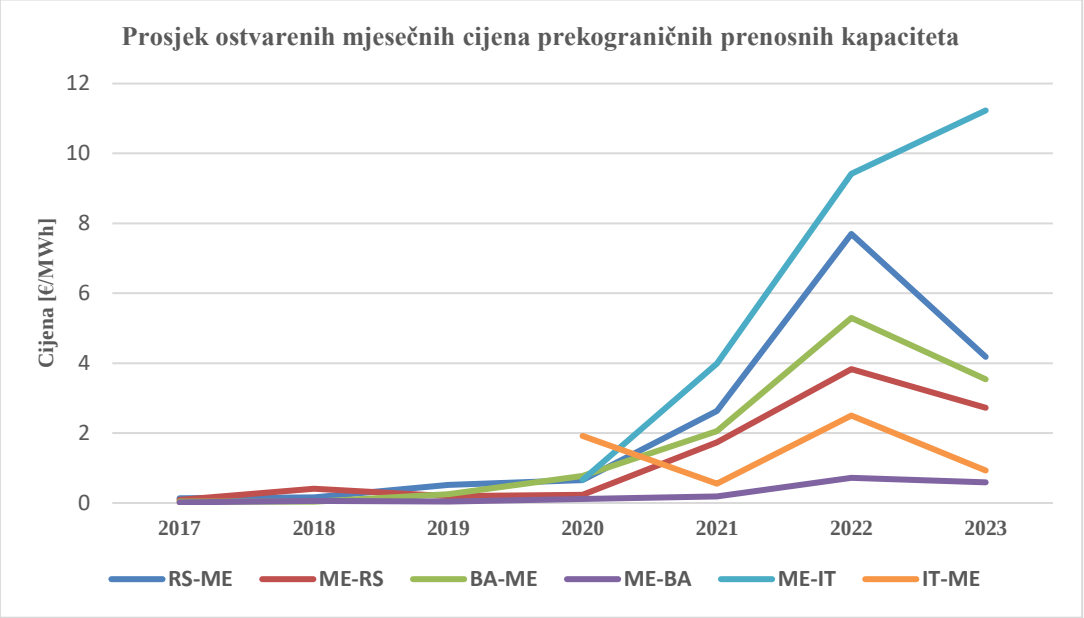
Grafik 7. Kupovina-prodaja EPCG na tržištu u periodu 2017-2023. godine uporedo sa cijenama na HUPX berzi

Na osnovu podataka prikazanih na grafiku 7. može se zaključiti da kupovna cijena EPCG tokom perioda 2017-2020. godina prati prosječnu cijenu na HUPX berzi, dok je prodajna cijena u tom periodu konstantno veća. Najveća razlika između kupovne i prodajne cijene za posmatrani period ostvarena je 2020. godine, prije svega zahvaljujući dugoročnoj prodaji i niskim cijenama kratkoročne kupovine zbog pada cijena uzrokovanih pandemijom korona virusa. Za 2021. godinu primjećuje se prvo odstupanje od trenda prethodnih godina gdje je prodajna cijena EPCG bila niža od kupovne, te da su obje cijene bile dosta niže od cijene banda na HUPX berzi. Razlog dosta nižoj prodajnoj cijeni su prije svega niske cijene na tržištu električne energije u prvom kvartalu 2021. godine, kada je bila najpovoljnija hidrološka situacija i najveća ostvarena prodaja. Skok cijena tokom 2021. pomenut ranije u radu, sa dosta sušnim periodom april-oktobar doveo je do veće kupovne cijene tokom drugog i trećeg kvartala. To je podiglo prosječnu kupovnu cijenu iznad prodajne cijene, ali ispod cijena HUPX banda zbog velikih cijena na tržištu u četvrtom kvartalu, gdje je kupovina EPCG bila dosta niža zbog dobre hidrološke situacije u drugoj polovini novembra i u decembru. U 2022. godini ogroman skok cijena na tržištima električne energije od marta, koji je maksimume imao u trećem kvartalu, sa izrazito slabom hidrološkom godinom doveo je do velikog uvoza po enormno visokim cijenama. Nešto niže cijene banda u prva dva mjeseca u posledenjem kvartalu dovele su do niže prosječne prodajne cijene od kupovne i prosječne cijene godišnjeg banda. U 2023. godini, kao što je pomenuto došlo je do stabilizacije na tržištu. EPCG je ostvarila veću prosječnu prodajnu cijena od godišnjeg banda na HUPX berzi zahvaljujući dobrom prvom kvartalu i dobro odrađenim dugoročnim ugovorima, dok je zbog nižih cijena u četvrtom kvartalu u odnosu na treći kvartal, gdje je EPCG imala najveću kupovinu, prodajna cijena ipak završila niže od prosječne kupovne cijene.

3.2. Uticaj puštanja u rad interkonektivnog kabla između Crne Gore i Italije na poslovanje EPCG

Dobra povezanost prenosnih sistema jedan je od preduslova za poslovanje na tržištima električne energije. U 2020. godini pušten je u rad interkonektivni kabl između Italije i Crne Gore, čime je olakšan pristup italijanskom tržištu trgovcima električnom energijom sa prostora Jugoistočne Evrope. EPCG još uvijek nije počela sa radom na italijanskom tržištu, ali puštanje u rad kabla imalo je indirektni uticaj na njeno poslovanje, prije svega povećanjem cijena zakupa prekograničnih prenosnih kapaciteta na granicama sa Srbijom i Bosnom i Hercegovinom na kojim primarno radi. To je posledica prije svega povećanog tranzita preko Crne Gore.
Na grafiku 8. prikazane su prosječne cijene mjesečnih kapaciteta na nivou godine. Može se zaključiti da su prosječne cijene od 2020-2023. veće nego za period 2017-2019. godine, mada bitno je naglasiti da je na porast cijena prekograničnog prenosnog kapaciteta na granici sa Srbijom od 2021. godine, osim puštanja kabla u rad uticalo i smanjenje dostupnog prekograničnog kapaciteta (ATC-a) pridruživanjem Operatora prenosnog sistema Kosova Evropskoj mreži operatora prenosnih sistema električne energije. Poređenjem cijena na granicama ME-IT i IT-ME može se zaključiti da trgovci električnom energijom primarno prodaju energiju na italijanskom tržištu zbog većih cijena električne energije nego na tržištima Jugoistočne Evrope, što je jedan od razloga relativno većeg

skoka cijena na granicama RS-ME i BA-ME nego na ME-RS i ME-BA. Najveće cijene ostvarene su 2022. godine, kada su i cijene električne energije dostizale maksimume.



Grafik 8. Prosjek ostvarenih mjesečnih cijena prekograničnih prenosnih kapaciteta na nivou godine

Koliko su cijene prekograničnih prenosnih kapaciteta postale značajan faktor u trgovini najbolje govori činjenica da satne cijene kapaciteta znaju biti skuplje od same cijene energije na berzama električne energije. Otvaranje MEPX berze u 2023. godini smanjilo je do određene mjere potrebu EPCG za zakupom kapaciteta, prvenstveno za izvoz, ali to i dalje predstavlja jednu od bitnijih stavki u tržišnom poslovanju EPCG.

ZAKLJUČAK

EPCG je tržišno orijentisana kompanija, u kojoj se trgovina obavlja na dugoročnom tržištu, "dan-unaprijed" tržištu i "intraday" tržištu. Trenutno, EPCG trguje na MEPX, SEEPEX, HUPX i CROPEX berzi na "dan-unaprijed" tržištu. Svoje poslovanje planira da unaprijedi razmatrajući pristup berzi u Italiji. Aktivnosti koje se odvijaju na povezivanja crnogorskog tržišta električne energije sa italijanskim tržištem, donijeće nove mogućnosti ali i izazove u radu Direkcije za upravljanje energijom u EPCG.
Dodatno, svoje aktivnosti EPCG treba da usmjeri na što kvalitetnije prognoziranje svoje potrošnje i proizvodnje, posebno s obzirom na to da se očekuje veća integracija obnovljiovih izvora energije iz vjetra i sunca, a sve to u cilju smanjenja potreba za balansiranjem elektroenergetskog sistema.

LITERATURA

[1] EPCG, "Prečišćeni tekst Statuta Elektroprivrede Crne Gore AD Nikšić", 30.06.2021. godine https://www.epcg.com/sites/epcg.com/files/multimedia/main_pages/files/2020/06/preciscen_tekst_statuta_29829_30.6.2021.pdf
[2] CGES, pristup: 01.02.2024., https://cges.me/o-nama
[3] "Pravila za osnivanje i rad tržišta električne energije", "Službeni list CG", br. 1 od 9. januara 2009, 54/09 http://www.podaci.net/_gCGO/propis/Pravila_za_osnivanje/P-orteen04v0901-0954.html
[4] COTEE, pristup: 01.02.2024., https://cotee.me/osnovni-podaci/
[5] CEDIS, pristup: 01.02.2024., https://cedis.me/o-nama/
[6] BELEN, "Statut Berze električne energije DOO", broj 91/2022, 30.03.2022. godine https://belen-spot.me/wp-content/uploads/2023/11/Statut_300322.pdf
[7] European Commission, "Quarterly report on European electricity markets ", Volume 15 (issue 4,covering fourth quarter of 2022), 2023

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R6-08

RAZVOJ I FUNKCIONISANJE BERZANSKOG TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE U CRNOJ GORI

DEVELOPMENT AND OPERATION OF POWER EXCHANGE MARKET IN MONTENEGRO

Nikola Beljkaš, Berza električne energije d.o.o. (BELEN), Crna Gora
Filip Zindović, Berza električne energije d.o.o. (BELEN), Crna Gora
Dejan Drašković, Berza električne energije d.o.o. (BELEN), Crna Gora

KRATAK SADRŽAJ

U ovom radu predstavljen je kompletan pregled razvoja i dosadašnjeg funkcionisanja berzanskog tržišta električne energije u Crnoj Gori. Dugoročno tržište, jedan od segmenata berzanskog tržišta, počelo je sa radom u decembru 2020. godine, sa ukupnom istrgovanom količinom od gotovo 1,5 TWh zaključno sa krajem februara 2024. godine. Dan-unaprijed tržište, još jedan segment berzanskog tržišta, je uspješno implementirano i počelo sa radom 26. aprila 2023. godine, čime je ispunjen jedan od ključnih uslova u okviru poglavlja 15 – Energetika za uspješan nastavak pregovora Crne Gore sa EU. Ovaj rad prikazuje sve faze razvoja berzanskog tržišta električne energije u Crnoj Gori, počevši od neophodnih izmjena Zakona o energetici iz 2020. godine i početka rada dugoročnog tržišta, zatim tenderske procedure za izbor pružalaca usluga, uspješne implementacije i početka rada dan-unaprijed tržišta i sistema za kliring i poravnanje, kao i pregleda dosadašnjih rezultata na oba segmenta tržišta sa prikazom trgovanih količina i drugih važnih podataka.

Ključne riječi: berzansko tržište električne energije, dugoročno tržište, dan-unaprijed tržište, BELEN

ABSTRACT

This paper represents the complete review of Montenegrin power exchange market development and operation. The long-term market, as one of power exchange market segments, has been in operation since December 2020, with almost 1,5 TWh traded by the end of February 2024. The day ahead market, another power exchange market segment, has successfully been implemented and put into operation on 26 April 2023, thus fulfilling one of the crucial preconditions in the scope of Chapter 15 – Energy for successful continuation of EU admission negotiations of Montenegro. This paper demonstrates all phases of power exchange market development in Montenegro, beginning with necessary amendments of Energy Law in 2020 and start of long-term market operation, followed by tender procedure for selection of service providers and successful implementation and putting into operation of day-ahead market and clearing and settlement system, as well as review of results on both market segments with regard to trading volumes and other important figures.

Key words: power exchange market, long-term market, day-ahead market, MEPX

1. UVOD

1.1 Uspostavljanje berzanskog tržišta električne energije u Crnoj Gori

Crna Gora je, kao ugovorna strana Energetske Zajednice i učesnik u WB6 inicijativi, preuzela obavezu usvajanja primarnog zakonodavnog okvira potrebnog za uspostavljanje organizovanog tržišta električne energije. Na osnovu Zakona o energetici iz 2015. godine i Zakona o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa iz 2016. godine, a u skladu sa odlukom Vlade Crne Gore, Crnogorski elektroprenosni sistem (CGES), Elektroprivreda Crne Gore (EPCG) i Crnogorski operator tržišta električne energije (COTEE) osnovali su društvo sa ograničenom odgovornošću – Berza električne energije d.o.o. (BELEN), sa zadatkom da uspostavi organizovano dan-unaprijed tržište električne energije [1].
BELEN je 2017. godine postao potpisnik Memoranduma o razumijevanju sa Sekretarijatom Energetske Zajednice, i od Sekretarijata dobija tehničku pomoć koja u 2017. i 2018. godini isporučuje dokumenta neophodna za

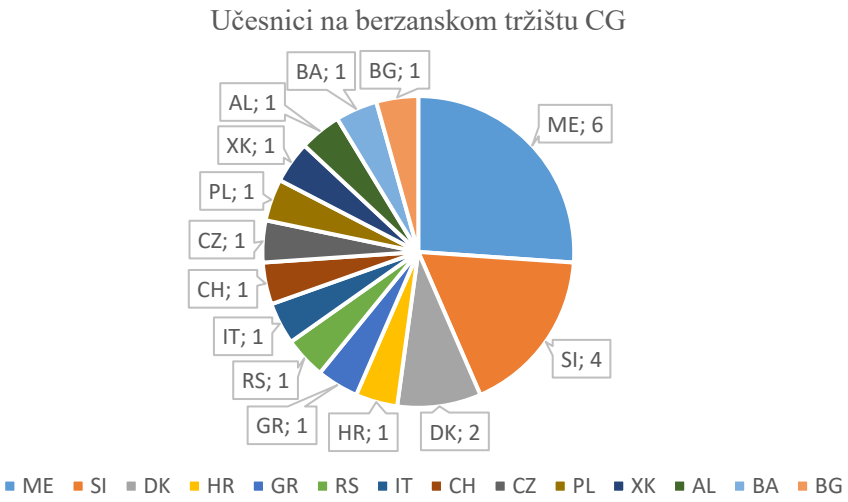
identifikaciju strateške saradnje i modela uspostavljanja tržišta u Crnoj Gori, bazirano na iskustvima Evropske Unije. 2018. godine kompanija sprovodi prvi postupak za odabir strateškog partnera, koji je kao rezultat imao odabir renomiranog evropskog partnera, norveškog Nord Pool-a. Međutim, 2020. godine, usljed posljedica na svjetskom nivou uzrokovanih pandemijom Covid-19, kao i promjenom strateškog pristupa i vlasničke strukture Nord Pool-a, dolazi do povlačenja Nord Pool-a iz projekta u Crnoj Gori.
Iste 2020. godine usvojene su izmjene i dopune Zakona o energetici, kojim su uvedeni pojmovi berze i berzanskog tržišta. Prema članu 124 stav 2 ovog zakona, berzansko tržište električne energije je segment organizovanog tržišta kojim upravlja pravno lice osnovano u skladu sa zakonom kojim se uređuje organizovanje privrednih društava, dok se u istom članu, stav 3, tačka 9, kao učesnik na tržištu električne energije prepoznaje berza kao lice koje pruža uslugu uparivanja ponude i potražnje električne energije i ne posjeduje svoje primopredajno mjesto. Član 129b propisuje da berza pruža usluge uparivanja ponude i potražnje na berzanskom tržištu električne energije, u skladu sa pravilima koje donosi i objavljuje na svojoj internet stranici i kojima se utvrđuju postupci, principi i standardi za organizovanje i funkcionisanje berzanskog tržišta električne energije, principi i pravila finansijskog poravnanja, način objavljivanja podataka potrebnih za funkcionisanje tržišta i druga pitanja neophodna za njegovo funkcionisanje. Na osnovu prethodnih odredbi Zakona, BELEN usvaja Pravila dugoročne trgovine čime je u Crnoj Gori počelo sa operativnim radom berzansko tržište električne energije, odnosno segment dugoročnog tržišta. U skladu sa članom 111 stav 4, članom 115 stav 5 i članom 241c stav 4 Zakona o energetici operatori prenosnog i distributivnog sistema (CGES i CEDIS) imaju obavezu da na ovom tržištu nabavljaju energiju za pokrivanje gubitaka električne energije [2].
2021. godine BELEN započinje novu kompetitivnu proceduru za pokretanje dan-unaprijed tržišta električne energije, sa krajnjim ciljem odabira pružaoca usluga. Rezultat pomenute procedure je bio odabir francusko-slovenačkog konzorcijuma EPEX SPOT – BSP Southpool za pružanje usluge uspostavljanja dan-unaprijed tržišta u Crnoj Gori sa pratećim sistemom za kliring i poravnanje. Uslijedio je prilično zahtjevan proces implementacije, koji je između ostalog uključivao i donošenje novog seta pravila trgovanja na berzanskom tržištu kao podloge za uvođenje novog segmenta berzanskog tržišta. Konačno, dan-unaprijed tržište je 26. aprila 2023. godine otpočelo sa operativnim radom, čime je ispisana nova stranica u radu i funkcionisanju kompletnog energetskog sektora u Crnoj Gori, uz ispunjenje jednog od ključnih uslova iz poglavlja 15 – Energetika u okviru pregovora Crne Gore sa Evropskom Unijom.
Pokretanje dan-unaprijed tržišta u Crnoj Gori je rezultat direktne primjene Trećeg energetskog paketa Evropske Unije, tzv. mekih mjera, čiji je cilj bio otvaranje tržišta gasa i energije u okviru tržišta Evropske Unije, a obaveza Crne Gore kao zemlje kandidata za ulazak u EU bila je pokretanje sopstvenog tržišta ili pridruženje nekom postojećem. Ovim je uspostavljena osnova za buduću integraciju crnogorskog tržišta sa ostatkom Evrope, odnosno jedinstvenim evropskim dan-unaprijed tržištem (SDAC).

1.2 Učesnici na berzanskom tržištu Crne Gore

Prema Pravilima trgovanja – opšti uslovi, na berzanskom tržištu električne energije kojim upravlja BELEN mogu učestvovati pravna lica koja su prethodno ispunila neophodne uslove, i to:

a) potpisan ugovor sa COTEE o učestvovanju na crnogorskom tržištu električne energije;
b) potpisan trilateralni ugovor o balansnoj odgovornosti sa CGES i COTEE.

Po ispunjavanju prethodno navedenih uslova, potencijalni učesnici ulaze u proceduru registracije na berzanskom tržištu, prilikom koje učesnici sa BELEN-om zaključuju ugovore o registraciji i direktnom korišćenju depozita, uz ispunjavanje finansijskih obaveza koje proističu iz pomenutih ugovora. Po izmirivanju finansijskih obaveza ka BELEN-u, učesniku se izdaje potvrda o upisu u registar učesnika na berzanskom tržištu čime pravno lice zvanično postaje učesnik na berzanskom tržištu električne energije u Crnoj Gori [3].
Najavom uvođenja dan-unaprijed tržišta i uspješnim završetkom implementacije dan-unaprijed tržišta sa sistemom za kliring i poravnanje, u saradnji sa pružaocima usluga EPEX SPOT i BSP Southpool, zabilježen je značajan porast interesovanja potencijalnih učesnika na berzanskom tržištu, naročito iz inostranstva. Na kraju 2022. godine na berzanskom tržištu Crne Gore bilo je registrovano 6 učesnika, od čega 2 sa strane, a u 2023. godini, godini pokretanja dan-unaprijed tržišta, BELEN je na svojim tržištima registrovao još 17 učesnika, pa je na kraju februara 2024. godine ukupan broj učesnika na berzanskom tržištu Crne Gore iznosio 23 (od čega 17 van Crne Gore), uz još 2 u procesu registracije, koji dolaze iz ukupno 14 zemalja. Na slici 1. prikazana je geografska raspodjela učesnika na berzanskom tržištu Crne Gore.



Slika 1. – Geografska raspodjela učesnika na berzanskom tržištu CG

2. DUGOROČNO TRŽIŠTE

2.1 Osnovne informacije o dugoročnom tržištu

Dugoročno tržište je segment crnogorskog berzanskog tržišta električne energije na kojem se trguje profilima električne energije za period ne kraći od sedam dana. Trgovina na ovom tržištu se sprovodi u vidu organizovanja aukcija, odnosno registrovani učesnici imaju mogućnost da dostavljanjem zahtjeva za organizovanje postupka (dostupnog na internet stranici BELEN-a) iniciraju aukciju za kupovinu ili prodaju električne energije. Naručioci aukcije u svom pozivu definišu tačnu količinu energije i vrijeme trajanja isporuke, uz nacrt ugovora koji se potpisuje sa najpovoljnijim ponuđačem. Kao direktna posljedica Zakona o energetici i obaveze operatora prenosnog i distributivnog sistema da nabavljaju gubitke na berzanskom tržištu, BELEN je pristupio izradi aukcionog sistema koji po principu najbolje ponude u okviru određenog vremenskog perioda sortira najpovoljnije rezultate i po završetku aukcije o tome obavještava naručioce i ponuđače.
Procedura organizovanja aukcije na dugoročnom tržištu počinje dostavljanjem zahtjeva za organizovanje aukcije i poziva za nadmetanje od strane naručioca. Na osnovu primljenog zahtjeva BELEN na svojoj internet stranici najavljuje održavanje aukcije sa precizno definisanim profilom i vremenom održavanja i trajanja aukcije. Kreiranjem aukcije u trgovačkoj platformi za naznačeni profil i vremenski period isporuke, automatski se putem elektronske pošte šalje obavještenje registrovanim učesnicima sa svim potrebnim podacima vezanim za aukciju. U toku trajanja aukcije ponuđači podnose ponude za količinu koje moraju biti zaokružene na cijeli broj sa cijenama koje su zaokružene na dvije decimale, a odnose se na predmetni profil nabavke u aukciji. Ponude se sortiraju po najpovoljnijem principu (od najjeftinije ka najskupljoj cijeni u slučaju kupovine ili od najskuplje ka najjeftinijoj cijeni u slučaju prodaje), sa obilježenim vremenom (vremenska oznaka) unošenja ponude u sistem, dok se ne ispuni tražena količina energije, sa mogućnošću presjeka posljednje prihvaćene ponude u vidu količine, u slučaju ispunjenosti zahtijevane vrijednosti količine. U slučaju kada je dostavljeno više ponuda sa istom cijenom, prioritet dobija ponuda koja je prva stigla, zbog čega se implementira vremenska oznaka za svaku dostavljenu ponudu.
Nakon završetka aukcije BELEN dostavlja listu ponuda naručiocu postupka i ponuđačima putem elektronske pošte. Prilikom slanja ove informacije, naručilac postupka vidi ponuđene cijene, vremenske oznake kada su dostavljene i identifikaciju ponuđača, rangirane po najpovoljnijem principu. Ista informacija se ka ponuđačima šalje u redukovanom obliku u cilju anonimnosti i zaštite identiteta učesnika i transparentnosti postupka u vidu objavljivanja svih ponuđenih cijena, drugim riječima ponuđač može da vidi sve rangirane ponude i svoje mjesto u rangu, dok je identitet ostalih ponuđača apsolutno zaštićen.
Naručilac, na osnovu dostavljene liste ponuda u kojoj su identifikovani svi ponuđači, po završetku postupka o konačnoj odluci o izboru najpovoljnije ponude obavještava BELEN elektronskom poštom najkasnije u roku propisanom u pozivu za nadmetanje, a BELEN na adrese ponuđača šalje obavještenje o ishodu postupka po isteku roka za donošenje odluke o izboru najpovoljnije ponude. Kompletna procedura vezana za dugoročno tržište je data u Pravilima dugoročne trgovine, dostupnim na internet stranici BELEN-a [4].

2.2 Statistika sa dugoročnog tržišta

Od decembra 2020. godine, kad je održana prva aukcija za nabavku energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu, zaključno sa krajem februara 2024. godine na dugoročnom tržištu je održano ukupno **136 aukcija**. Tabela

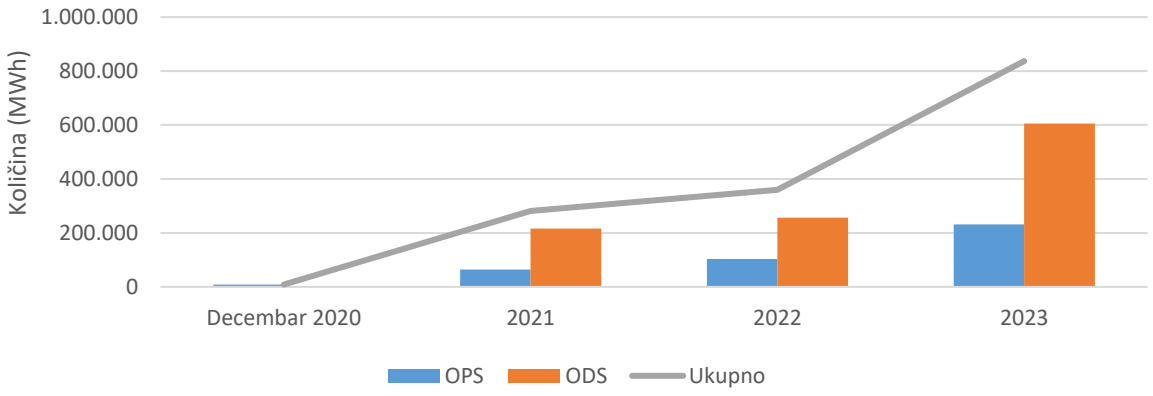
1. prikazuje detaljnu raspodjelu i broj održanih aukcija po godinama i naručiocima. Najveći broj dosad održanih aukcija, i to 99, su bili postupci nabavke energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu, predmet 35 aukcija bio je nabavka energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu, dok su održane i 2 aukcije za prodaju energije.
Što se tiče trgovanih količina energije na dugoročnom tržištu, u periodu od decembra 2020. zaključno sa krajem februara 2024. godine je na BELEN-ovom dugoročnom tržištu istrgovano ukupno **1491874 MWh**. Vrijedno je na ovom mjestu spomenuti da je na dugoročnom tržištu u 2023. godini trgovano 836741 MWh, što predstavlja porast od 132% u odnosu na 2022. godinu, prvenstveno zbog odluke CEDIS-a da krajem prethodne godine raspiše poziv za nabavku kompletne količine energije za pokrivanje gubitaka u 2024. godini [5]. Tabela 2. se sastoji od detaljnih podataka o trgovanim količinama na dugoročnom tržištu po godinama i naručiocima, dok su podaci iz tabele 2. grafički prikazani na slici 2.

Dugoročno tržište					
		OPS	**ODS**	**MEDEX**	**Ukupno**
Broj aukcija	**2020**	1	-	-	1
	2021	14	10	-	24
	2022	13	6	-	19
	2023	63	18	2	83
	2024	8	1	-	9
	Ukupno	99	35	2	**136**

Tabela 1. – Broj održanih aukcija na dugoročnom tržištu

Dugoročno tržište					
		OPS	**ODS**	**MEDEX**	**Ukupno**
Količina (MWh)	**2020**	8636	-	-	8636
	2021	64832	216120	-	280952
	2022	103656	256513	-	360169
	2023	231831	604910	0	836741
	2024	5376	0	-	5376
	Ukupno	414331	1077543	0	**1491874**

Tabela 2. – Pregled trgovanih količina na dugoročnom tržištu



Slika 2. – Pregled trgovanih količina na dugoročnom tržištu

3. DAN-UNAPRIJED TRŽIŠTE

3.1 Osnovne informacije o dan-unaprijed tržištu

Dan-unaprijed tržište učesnicima nudi mogućnost trgovine električnom energijom danas za sjutra, odnosno za isporuku energije narednog dana. Princip funkcionisanja ovog tržišta je baziran na algoritmu EUPHEMIA (Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm) koji je konkretno u slučaju BELEN-a primjenjen kroz pružanje usluga od strane EPEX SPOT-a. Algoritam se koristi za proračun tržišnih cijena, a referentni vremenski period je jedan sat. Na osnovu primljenih naloga za kupovinu i prodaju energije od strane učesnika, za svaki sat

se posebno formiraju krive ponude i potražnje, a presječna tačka pomenutih krivih predstavlja tržišnu cijenu za predmetni sat, te svi prihvaćeni nalozi postaju transakcije obavljene po toj cijeni.
Dan-unaprijed tržište u Crnoj Gori funkcioniše na istim principima kao bilo koje dan-unaprijed tržište na prostoru Evrope. Vremensko zatvaranje kapije za dnevnu trgovinu je u 10:15, te je sa ovom satnicom crnogorsko dan-unaprijed tržište prvo u regionu jugoistočne Evrope. Svaki učesnik na crnogorskom dan-unaprijed tržištu na raspolaganju ima dva korisnička naloga i dva portfolija za trgovinu, a trenutno je na elektronskoj platformi moguće unositi jedino satne naloge za kupovinu i/ili prodaju energije [6]. Do vremena zatvaranja kapije, učesnici podnose svoje ponude za kupovinu i prodaju (količine i cijene zaokružene na jednu decimalu), te se po zatvaranju kapije kroz obračun algoritma kreira presjek cijene za svaki sat i dobija individualni rezultat za svakog učesnika, shodno njegovoj ponudi. U svrhu objave tržišnih rezultata na internet stranici i dostavljanja dnevnih voznih redova, BELEN je razvio sopstveni softver koji u pozadini elektronske platforme, po završetku obrade dnevnih tržišnih rezultata, obrađene podatke konvertuje u XML format voznog reda koji je neophodno poslati CGES-u i COTEE-u, uz istovremeno slanje podataka platformi transparentnosti ENTSO-e.
Kompletna aktivnost na dan-unaprijed tržištu praćena je procesom finansijskog poravnanja koji sprovodi BELEN uz podršku sistema kliringa obezbijeđenog kroz pružanje usluge od strane BSP Southpool-a. Sa ciljem što efikasnijeg obavljanja finansijskog poravnanja i nižeg operativnog rizika, BELEN svoje finansijsko poravnanje bazira na principu sredstava obezbjeđenja u gotovini i sistema depozitarnih računa, na taj način eliminišući rizik od potencijalnog neizmirenja finansijskih obaveza učesnika ka BELEN-u koje proističu iz trgovine na dan-unaprijed tržištu.
Detaljno funkcionisanje dan-unaprijed tržišta, uz prateći segment kliringa i poravnanja, objašnjeno je detaljno u Pravilima dan-unaprijed tržišta i Pravilima kliringa i poravnanja, dostupnim na internet stranici BELEN-a.

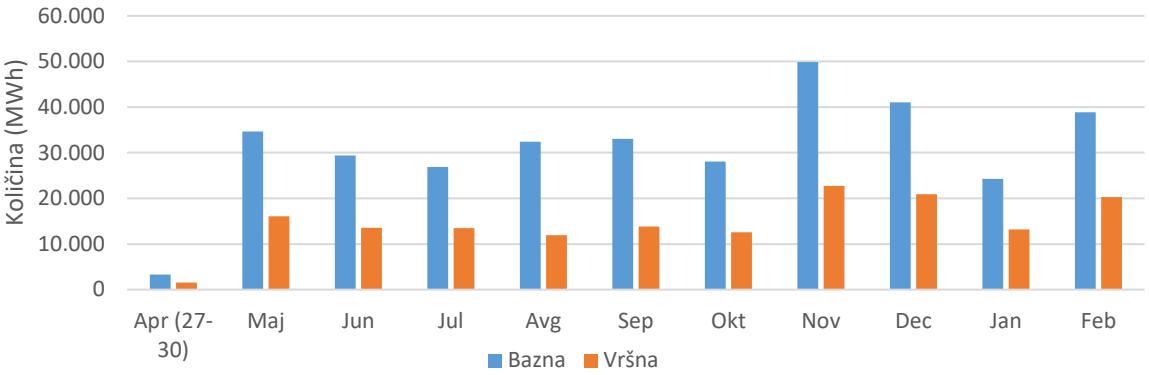
3.2 Statistika sa dan-unaprijed tržišta

U periodu od početka rada (26.04.2023.) zaključno sa krajem februara 2024. godine (309 dana isporuke), ukupna trgovana količina na crnogorskom dan-unaprijed tržištu iznosila je 341715,0 MWh, odnosno 1105,9 MWh prosječno po danu isporuke. Prosječna bazna cijena energije za isti period iznosi 94,24 €/MWh, dok su maksimalna i minimalna prosječna dnevna cijena ostvarene za dane isporuke 24.08.2023. (151,29 €/MWh) i 05.11.2023. (24,41 €/MWh). Dnevni rekord u količini energije zabilježen je za dan isporuke 25.02.2024. i iznosi 3317,8 MWh, dok je najveća količina u jednom satu ostvarena u četvrtom satu za dan isporuke 04.12.2023. i to 250,0 MWh. Sa druge strane, dosad rekordna zabilježena satna cijena iznosi 273,59 €/MWh [5]. U tabeli 3. su date prosječne i ekstremne vrijednosti ostvarene na dan-unaprijed tržištu Crne Gore za prvih 309 dana isporuke.

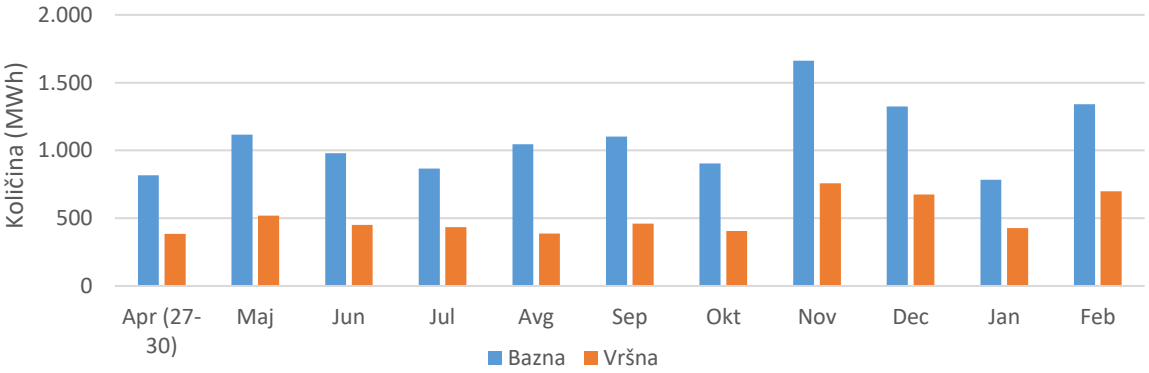
Dan-unaprijed tržište				
	Cijena (€/MWh)	**Dan / sat**	**Količina (MWh)**	**Dan / sat**
Prosjek bazna	94,24	-	1105,9	-
Prosjek vršna	96,09	-	518,1	-
Maksimum bazna	151,29	24.08.	3317,8	25.02.
Maksimum vršna	170,47	30.11.	1502,0	05.11.
Minimum bazna	24,41	05.11.	177,9	08.05.
Minimum vršna	12,11	02.07.	100,0	22.10.
Maksimum satna	273,59	26.09. / 20	250,0	04.12. / 4
Minimum satna	0,92	29.07. / 3,4	0,0	26.09. / 16
Ukupno			**341715,0**	

Tabela 3. – Pregled prosječnih i ekstremnih vrijednosti na dan-unaprijed tržištu CG

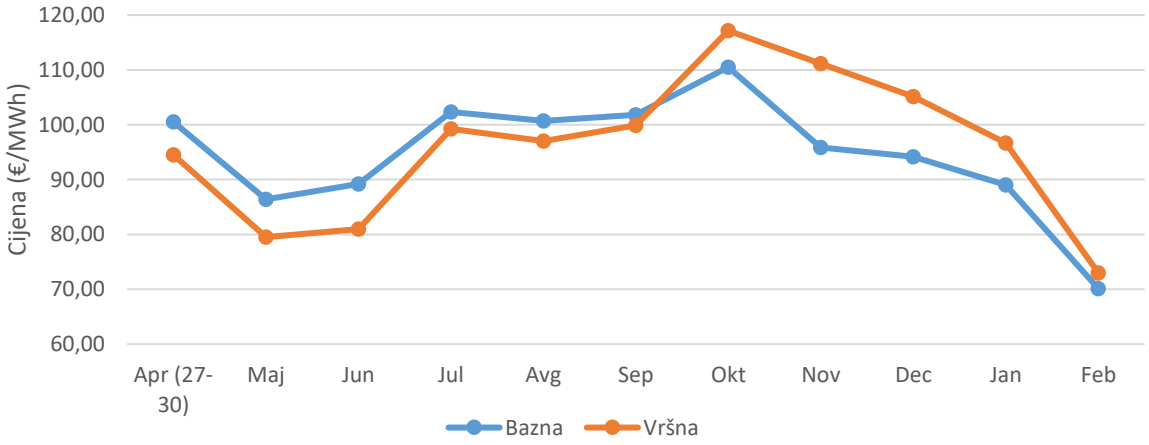
Naredne dvije slike (3. i 4.) prikazuju pregled trgovanih količina na dan-unaprijed tržištu Crne Gore od početka rada po mjesecima. Najveća mjesečna količina (49846,8 MWh) ostvarena je u mjesecu novembru, sa dnevnim prosjekom od 1661,6 MWh, zatim u decembru (41073,6 MWh) i februaru (38880,4 MWh), dok je najniža količina za cio mjesec ostvarena u mjesecu julu (26855,7 MWh). Navedene brojke jasno upućuju na to da dosadašnji obim trgovine na crnogorskom dan-unaprijed tržištu umnogome zavisi od godišnjeg doba i vremenskih prilika.



Slika 3. – Mjesečne količine na dan-unaprijed tržištu CG



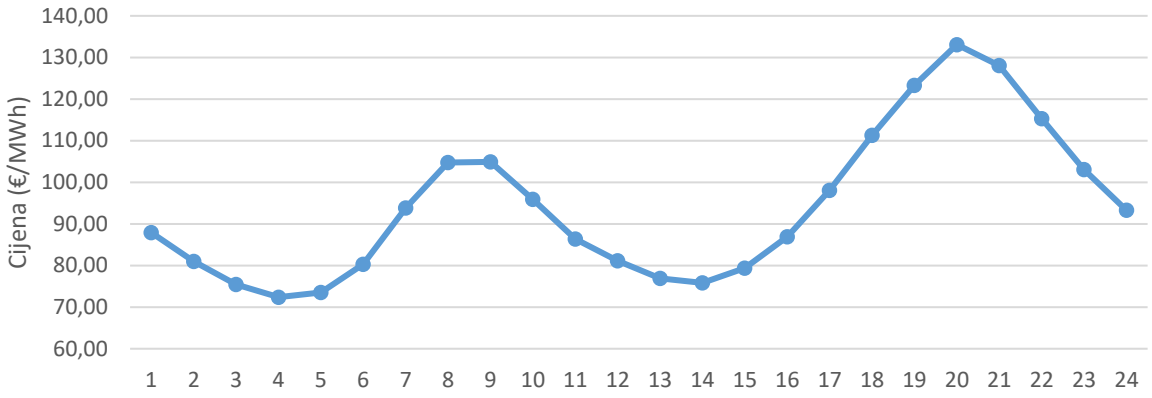
Slika 4. – Prosječne dnevne količine po mjesecima na dan-unaprijed tržištu CG



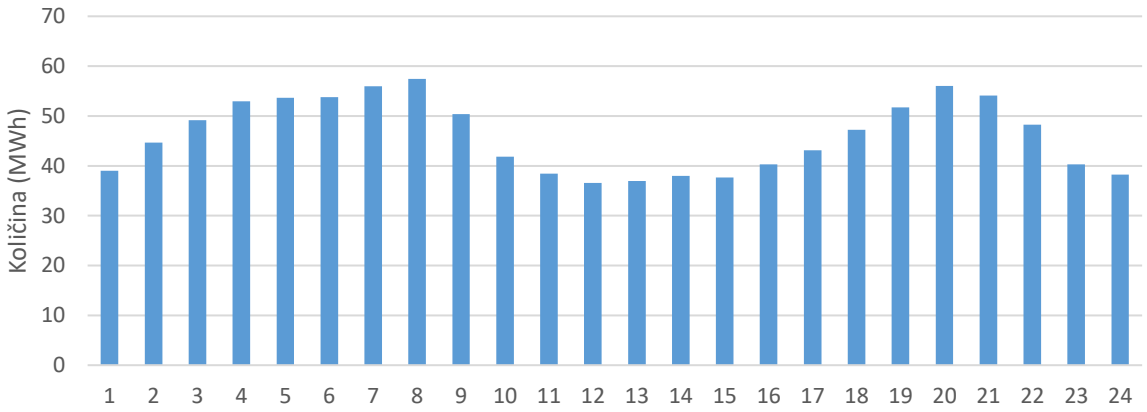
Slika 5. – Prosječne dnevne cijene po mjesecima na dan-unaprijed tržištu CG

Na slici 5. prikazane su prosječne dnevne cijene na dan-unaprijed tržištu po mjesecima. Oktobar prethodne godine je bio mjesec sa najvišim cijenama (110,49 €/MWh u prosjeku), dok je u maju zabilježen najniži prosjek dnevnih cijena (86,39 €/MWh). Sa pomenute slike se da zaključiti da je daleko iza nas period koji je bio okarakterisan ekstremnim dnevnim prosječnim cijenama od preko 200 €/MWh, kao i da se trend pada cijena javlja sa ulaskom u periode godine kada zbog većih dotoka dominira proizvodnja iz hidroelektrana.

Prosječne cijene i količine ostvarene u pojedinačnim satima tokom prvih 309 dana isporuke na dan-unaprijed tržištu Crne Gore su date na slikama 6. i 7. Karakteristično je da energija u večernjim satima (20, 21, 19) izrazito skuplja od ostatka dana, kao i da su najjeftiniji sati rani jutarnji (4,5) i rani popodnevni (14, 13) što je uglavnom logično i u skladu sa standardnim dnevnim dijagramima potrošnje. Što se tiče prosječnih satnih količina, one se kreću u rasponu od približno 37 do 57 MWh, a vršni period se karakteriše nešto nižim količinama u odnosu na jutarnje i večernje sate.

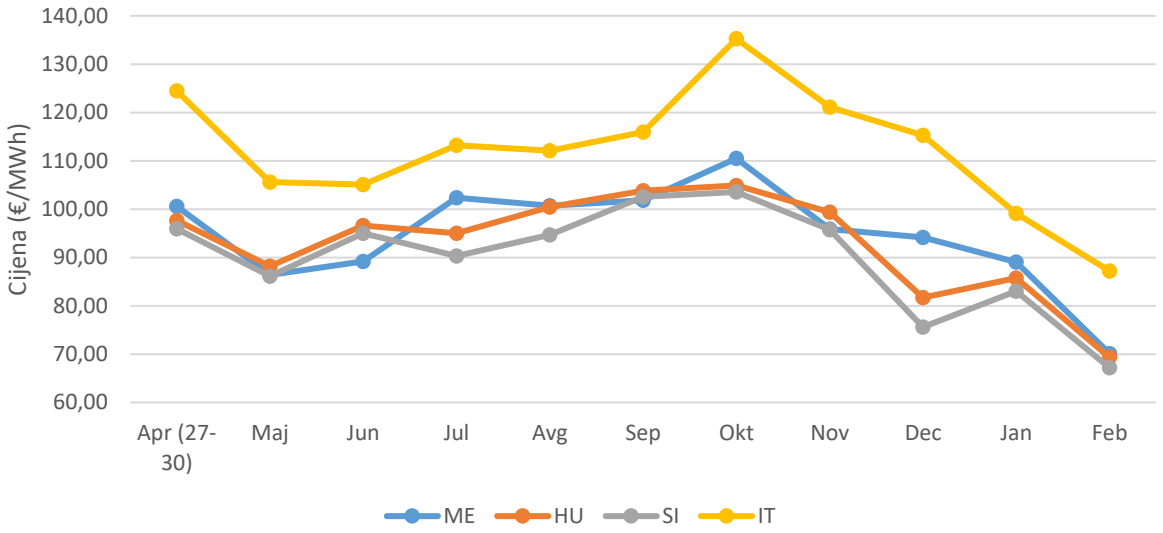


Slika 6. – Prosječne satne cijene na dan-unaprijed tržištu CG



Slika 7. – Prosječne satne količine na dan-unaprijed tržištu CG

Konačno, slika 8. nudi uporedni prikaz prosječnih dnevnih cijena po mjesecima na četiri evropska dan-unaprijed tržišta (Crna Gora, Mađarska, Slovenija, Italija). Ono što je odmah uočljivo sa pomenute slike jeste da sve četiri krive imaju gotovo jednak trend, odnosno na svim tržištima su zabilježene najviše cijene tokom oktobra, nakon kog se dešava konstantan pad cijene zaključno sa februarom. Prema istoj slici, cijene u Crnoj Gori su tokom predmetnih mjeseci bile izrazito bliske cijenama na berzama HUPX [7] i BSP Southpool [8], izuzev decembra u kom je zabilježena nešto veća razlika u poređenju sa ostalim mjesecima. Prethodno napisano navodi na jasan zaključak da je cjenovni signal sa crnogorskog dan-unaprijed tržišta realan i pouzdan, što je izuzetno značajno sa aspekta budućih investicija u nove proizvodne kapacitete u Crnoj Gori, naročito iz obnovljivih izvora energije. Što se tiče italijanskog tržišta [9], evidentno je da su prosječne cijene tokom prethodnih mjeseci bile više čak za 20-30 €/MWh u odnosu na tri druga tržišta, što i nije naročito iznenađujuće budući da je Italija tradicionalni uvoznik električne energije, uključujući i sa područja Balkana.



Slika 8. – Prosječne dnevne cijene po mjesecima na dan-unaprijed tržištu CG, Mađarske, Slovenije i Italije

4. ZAKLJUČAK

Ovaj rad prikazuje pregled dosadašnjeg razvoja i rada berzanskog tržišta električne energije u Crnoj Gori. Opisani su svi koraci u procesu uspostavljanja tržišta, počevši od neophodnih izmjena relevantnog zakonodavnog okvira i pokretanja duguročnog tržišta, preko procedure za izbor pružalaca usluga, procesa implementacije i pokretanja dan-unaprijed tržišta sa pratećim sistemom za kliring i poravnanje, uz prikaz i analizu dosad postignutih rezultata na oba segmenta tržišta. Ono što se u ovom trenutku može sa sigurnošću izjaviti je da berzansko tržište u Crnoj Gori funkcioniše besprekorno, po najvišim standardima i sa jednakim kvalitetom usluge kao bilo gdje u Evropi. Jedan od dokaza za prethodnu tvrdnju leži u broju registrovanih učesnika i broju zemalja iz kojih učesnici dolaze, jer je položaj Crne Gore u energetskom smislu izuzetno značajan zbog direktne energetske veze sa tržištem EU. Osim toga, cjenovni signal sa crnogorskog dan-unaprijed tržišta je realan i pouzdan i to može jedino pozitivno uticati na razvoj cjelokupnog energetskog sektora Crne Gore.
U narednoj fazi razvoja berzanskog tržišta Crne Gore kroz nekoliko godina planira se implementacija i pokretanje unutardnevnog tržišta, što će biti jako značajno za sve potencijalne investitore u obnovljive izvore energije, jer je unutardnevno tržište vrlo povoljna „adresa“ za plasiranje energije iz obnovljivih izvora, zbog prirode upravljanja i planiranja proizvodnje iz ovih izvora. Još jedna jako važna etapa koja je pred BELEN-om i dan-unaprijed tržištem Crne Gore je povezivanje tržišta sa jedinstvenim dan-unaprijed tržištem Evropske Unije (SDAC) koje je prema trenutnim informacijama planirano za prvi kvartal 2026. godine, što predstavlja mali korak ka velikom cilju – jedinstvenom integrisanom tržištu električne energije cjelokupne Evrope.

LITERATURA

[1] Zindović F, Beljkaš N, 2019, „Proces uspostavljanja organizovanog dan unaprijed tržišta električne energije u Crnoj Gori i prednosti njegovog povezivanja“, CG CIGRE
[2] Zakon o energetici Crne Gore, Službeni list Crne Gore, br. 5/16, 51/17, 82/20, 29/22 i 152/22
[3] Pravila trgovanja – opšti uslovi, mart 2023, https://belen-spot.me/wp-content/uploads/2023/03/I.-Pravila-trgovanja-opsti-uslovi.pdf
[4] Pravila dugoročne trgovine, mart 2023, https://belen-spot.me/wp-content/uploads/2023/03/II.2b-Pravila-dugorocne-trgovine.pdf
[5] MEPX Annual report for 2023, https://belen-spot.me/wp-content/uploads/2024/02/Annual-report-2023.pdf
[6] Pravila dan unaprijed tržišta, mart 2023, https://belen-spot.me/wp-content/uploads/2023/03/II.2a-Pravila-dan-unaprijed-trzista.pdf
[7] https://hupx.hu/en/market-data/dam/historical-data
[8] https://www.bsp-southpool.com/day-ahead-trading-results-si.html
[9] https://www.mercatoelettrico.org/en/Download/DownloadDati.aspx?val=MGP_Prezzi

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R6-09

ULOGA OPERATORA DISTRIBUTIVNOG SISTEMA U PROCESU ADMINISTRACIJE GARANCIJA POREKLA

THE ROLE OF DSO IN THE PROCESS OF ADMINISTRATION OF GUARANTEES OF ORIGIN

Nikola TOŠIĆ, Elektromreža Srbije, Srbija
Marko ZARIĆ Elektromreža Srbije, Srbija
Dušan VUĆIĆ, COTEE, Crna Gora

KRATAK SADRŽAJ

Rad pod nazivom "Uloga operatora distributivnog sistema u procesu administracije garancija porekla" istražuje ključnu ulogu operatora distributivnih sistema u efikasnom upravljanju i administraciji garancija porekla iz obnovljivih izvora energije. Cilj rada je analizirati kako operatori distributivnih sistema doprinose uspešnom sprovođenju sistema garancija porekla. U prvom delu rada pruža se teorijski pregled pojma garancije porekla, naglašavajući značaj ove vrste sertifikacije u savremenom poslovnom okruženju. Takođe se razmatraju ključne karakteristike operatora distributivnih sistema u novom poslovnom okruženju visokog broja OIE u sistemu. Dalje, rad analizira specifične zadatke i odgovornosti operatora distributivnih sistema u procesu administracije garancija porekla. Fokus je stavljen na efikasno upravljanje informacijama, kontrolu kvaliteta i usklađivanje sa relevantnim standardima i propisima. Biće ukazano na to da su operatori distributivnih sistema ključni činioci u obezbeđivanju podataka o proizvodnim jedinicama, proizvodnji iz obnovljivih izvora i generalno proizvodnji i potrošnji na distributivnom nivou, što direktno utiče na efikasnost administracije garancija porekla i kasniju izradu rezidualnog miksa. Kroz ovaj rad, biće naglašena važnost saradnje proizvođača, relevantnih regulatornih tela i naročito tela za izdavanje garancija porekla sa operatorom distributivnog sistema.

Ključne riječi: sertifikacija, garancija porekla, rezidualni miks, registracija, elektrane

ABSTRACT

The paper entitled "The role of DSO in the process of administration of guarantees of origin" explores the key role of distribution system operators in the efficient management and administration of guarantees of origin from renewable energy sources. The aim of the paper is to analyze how operators of distribution systems contribute to the successful implementation of the guarantee of origin system. The first part of the paper provides a theoretical overview of the concept of guarantee of origin, emphasizing the importance of this type of certification in the modern business environment. The key characteristics of distribution system operators in the new business environment of a high number of RES in the system are also discussed. Furthermore, the paper analyzes the specific tasks and responsibilities of distribution system operators in the process of administration of guarantees of origin. The focus is on effective information management, quality control and compliance with relevant standards and regulations. It will be pointed out that operators of distribution systems are key factors in providing data on production units, production from renewable sources and in general production and consumption at the distribution level, which directly affects the efficiency of the administration of guarantees of origin and the subsequent creation of the residual mix. Through this paper, the importance of cooperation between producers, relevant regulatory bodies and especially the body for issuing guarantees of origin with the operator of the distribution system will be emphasized.

Key words: certification, guarantees of origin, residual mix, registration, production units

Kontakt informacije o autorima – Nikola Tošić, Elektromreža Srbije, Vojvode Stepe 412, Beograd, Srbija, +381648029562, Marko Zarić Elektromreža Srbije, Vojvode Stepe 412, Beograd, Srbija, +381648029561, Dušan Vućić, COTEE Bul. Sv. Petra Cetinjskog 130, Podgorica, Crna Gora, +38267614061

1. Uvod

U današnjem svetu koji je, možemo reći, deo jednog velikog potrošačkog društva, potrošači sve više traže proizvode koji garantuju kvalitet, autentičnost i poreklo. Garancije porekla postale su ključni instrumenti za izgradnju poverenja između potrošača i snabdevača sa jedne, i snabdevača i proizvođača sa druge strane.

Garancije porekla pružaju informacije, tj. atribute proizvedene električne energije. One imaju svoje karakteristike koje se protežu od imena elektrane, lokacije i snage elektrane, preko vremenskih odrednica o puštanju u rad energetskog objekta, podataka o podsticajima, do vremenskog perioda za koji se garancije porekla izdaju i vremenu, jedinstvenom broju i izdavaocu garancije porekla.

U ovom kontekstu, operatori distributivnih sistema igraju vitalnu ulogu u administraciji garancija porekla, obezbeđujući tačnost, transparentnost i efikasnost u celokupnom sistemu garancija porekla.

Cilj ovog istraživanja je analizirati ulogu operatora distributivnih sistema u procesu administracije garancija porekla. Kroz detaljnu analizu njihovih funkcija, odgovornosti i izazova s kojima se suočavaju, istražićemo kako operatori utiču na verodostojnost garancija porekla, kao i na procese koji su direktno povezani sa sistemom garancija porekla.

Ovo istraživanje će pružiti dublje razumevanje uloge operatora distributivnih sistema u savremenom tržišnom okruženju. U određenim slučajevima biće predstavljeni slučajevi iz prakse u pogledu vremenskih rokova ili procedure iz administracije garancija porekla, koje bi mogle služiti čitaocu za razumevanje i razvoj efikasnijih i transparentnijih sistema garancija porekla u budućnosti i na tržištima na kojima sistema garancija porekla još nije zaživeo.

2. Pojam garancije porekla

Osnovna definicija garancije porekla je da je to elektronski dokument kojim se potvrđuje da određena proizvedena količina električne energije potiče iz obnovljivih izvora. Garancija porekla pruža informaciju potrošačima tj. krajnjim kupcima o karakteristici električne energije koju troše. Kupci svoje želje za potrošnjom obnovljive odnosno drugim karakteristikama električne energije koju žele da potroše iskazuju svom snabdevaču koji za njih iskorišćava odgovarajuću garanciju porekla. Nakon iskorišćenja garancije porekla krajnji kupac ima pravo da tvrdi da je električna energija koju je potreošio zapravo onakvih karakteristika kakve su garancije porekla iskorišćene za njegovu potrošnju. Evropski sistema garancija porekla je uređen kroz nacionalnu regulativu i evropsku direktivu o promociji korišćenja obnovljivih izvora energije, a takođe i kroz dobrovoljnu primenu najbolje evropske prakse ogledane u standardu *European Energy Certificate System*-a koji je implementirala evropska Asocijacija tela za izdavanje garancija porekla. Potreba za uvođenjem garancija porekla je narasla iz želje kupaca za potvrdom da je energija koju troše obnovljiva, a jednostavnim ugovorima o snabdevanju iz obnovljivih izvora energije to nije moguće postići jer bi proizvođači koji unutar svog portfolija imaju i neobnovljive izvore energije mogli tvrditi da kupcima uvek prodaju energiju baš iz obnovljivog izvora, a svim ostalima iz ostatnog miksa svoga portfolija.

Administracija garancija porekla iz obnovljivih izvora energije zahteva uključivanje svih aktera na tržštu električne energije, a naročito tela za izdavanje garancija porekla i operatora prenosnog odnosno distributivnih/zatvorenih distributivnih sistema. Iskorišćenje garancije porekla se nadgleda od strane tela nadležnog za proces pregleda načinu proračuna i prikazivanja udela svih vrsta izvora energije u prodatoj električnoj energiji.

Naravno, osnovni učesnici u sistmu su već navedeni proizvođači, snabdevači i krajnji kupci.

Navedena tela igraju ključnu ulogu u osiguranju tačnosti i integriteta trgovine i korišćenju električne energije iz obnovljivih izvora.

3. Operator distributivnog sistema u sistemu garancija porekla

Uloga operatora distributivnog sistema i operatora prenosnog sistema kao i operatora zatvorenog distributivnog sistema u sistemu garancija porekla je ista. U ovom radu ćemo se zasnivati na ulozi operatora distributivnog sistema, ali generalni zadaci i zaključci važe kako za operatora distributivnog, tako i za operatora prenosnog i operatora zatvorenog distributivnog sistema.

U sistemu garancija porekla razlikujemo sledeće funkcije operatora distributivnog sistema:

- registracija proizvođača iz obnovljivih izvora energije u sistem garancija porekla
- dostavljanje podataka o proizvedenoj električnoj energiji iz obnovljivih izvora

- dostavljanje podataka potrebnih za izradu rezidualnog miksa
- dostavljanje podataka o proizvedenoj električnoj energiji telu zaduženom za nadgledanje iskorišćenja, načinu proračuna i prikazivanja udela svih vrsta izvora energije u prodatoj električnoj energiji
- resertifikacija.

3.1 Registracija proizvođača iz obnovljivih izvora energije u sistem garancija porekla

Registracija proizvođača iz obnovljivih izvora energije u sistem garancija porekla je početni korak u celom lancu i administraciji garancija porekla tj. trgovini električnom energijom pokrivenom sa garancijom porekla. Proces registracije omogućava proizvođačima da zvanično, kroz procedure tela za izdavanje garancije porekla, dokumentuju da je njihova elektrana osposobljena za dobijanje garancija porekla za proizvedenu iz obnovljivih izvora.

Tokom registracije, proizvođači dostavljaju dokumentaciju koja potvrđuje da njihova proizvodnja zadovoljava standarde propisane regulativom. Neke zemlje poseduju posebne registre sa proizvođačima iz obnovljivih izvora, dok neke zemlje traže i dodatnu verifikaciju podataka. Uloga operatora distributivnog sistema, a generalno i drugih operatora sistema je provera tehničke dokumentacije dostavljena za elektranu, tj. za njeno postrojenje za proizvodnju energije. Ako je elektrana povezana na distributivni sistem, telo za izdavanje garancije porekla je u obavezi da proveri sa operatorom distributivnog sistema lokacije proizvodnih jedinica, da evidentira eventualnu sopstvenu potrošnju, koja utiče na to da se energija potrošena za sopstvenu potrošnju mora oduzeti od energije koja je proizvedena. Iz navedenog se vidi da je od ključnog značaja imati evidenciju o postavljenim mernim uređajima. Podaci o shemi postrojenja moraju da budu čuvani u telu za izdavanje i operator distributivnog sistema bi trebao da ima obavezu da o bilo kojim izmenama podataka o brojilima da obavesti telo za izdavanje garancija porekla.

Registracija proizvođača iz obnovljivih izvora energije u sistem garancija porekla je ključni korak ka promociji i podršci obnovljivih izvora energije, doprinoseći održivijoj i čistijoj energetskoj budućnosti tako da je uloga operatora distributivnog sistema od izuzetne važnosti u ovom koraku. Saradnja tela za izdavanje garancija porekla i operatora distributivnog sistema se danas ostvaruje na nedeljnom nivou u ovom procesu.

Nakon uspešne registracije, proizvođači dobijaju odgovarajuće korisničke naloge u elektronskom sistemu za izdavanje garancija porekla kojim se potvrđuje da je njihova električna energija koju proizvodi kvalifikovana kao energija iz obnovljivih izvora. Ovaj preduslov za izdavanje garancija porekla omogućava proizvođačima da se pripreme za učešće u programima trgovine garancijama porekla.

3.2 Dostavljanje podataka o proizvedenoj električnoj energiji iz obnovljivih izvora

Dostavljanje podataka o proizvedenoj električnoj energiji iz obnovljivih izvora je sledeći deo procesa administracije garancija porekla. Operator distributivnog sistema za elektrane povezane na distributivni sistem je u obavezni svog redovnog procesa da redovno očitava i dostavlja tačne i verodostojne informacije o količini električne energije koju proizvođači (iz obnovljivih izvora) proizvode. Pored evidencije pristupa i evidencije procesa administracije balansne odgovornosti ovi podaci se koriste i za izdavanje garancija porekla.

Za potrebe izdavanja garancija porekla ovi podaci obično obuhvataju informacije o proizvodnji električne energije na mesečnom nivou. U budućnosti je plan da se na evropskom nivou, tj. nivou evropske Asocijacije tela za izdavanje garancija porekla (u daljem tekstu: AIB) podaci o proizvodnji dostavljaju sa evidencijom podatka *"energy tag"*. Ovaj podatak će značiti da količinu proizvedene energije iz različitih izvora kao što su solarna, vetro, hidro ili geotermalna energija mora da se dostavi sa evidencijom intervala u kojem je ona proizvedena. U ovom trenutku to može biti sat vremena, ali će već od 2025. godine postoji potencijal da se taj podatak dostavlja za odgovarajući petnaestominutni interval u kojem je energija proizvedena. Dok se proces ne usaglasi na evropskom nivou, interval obračuna će biti kalendarski mesec.

Ovi podaci se najčešće dostavljaju u formatu zahtevanom od tela za izdavanje garancija porekla koji ovaj podatak unosi u elektronski sistem za izdavanje garancija porekla. U praksi se najčešće koristi .xml format podataka.

Tačnost ovih podataka je uvek visoka, jer iako je u ovom primeru posmatran proces izdavanja garancija porekla, taj podatak služi i proizvođačima za evidenciju prodate električne energije, a taj proces je uvek finansijski od mnogo većeg značaja od procesa garancija porekla, pa možemo reći da su ovi podaci gotovo uvek na visokom nivou tačnosti, a naročito u ovom trenutku kada je potrebno da operator distributivnog sistema dostavi jedan podatak o proizvodnji elektrane na mesečnom nivou.

Tek nakon dostavljanja podatka telu za izdavanje, proizvođač je u mogućnosti da izda garanciju porekla na svoj nalog u registru garancija porekla.

3.2.1 Greške u mernim podacima. Dostavljanje tačnih i verodostojnih podataka o proizvedenoj električnoj energiji iz obnovljivih izvora je, dakle, bitan korak u osiguranju tačnosti u trgovini garancijama porekla iz obnovljivih izvora. U slučaju da podatak koji je dostavljen bio pogrešan, telo za izdavanje mora da primi tu informaciju od operatora distributivnog sistema. U slučaju da je data mogućnost za izdavanje premalo garancija porekla telo za izdavanje garancija porekla je dužno da omogući naknadno izdavanje novih garancija porekla za posmatrani mesec. U slučaju da je data mogućnost da se izda više garancija porekla nego što je to evidentirano brojilom, telo za izdavanje je u obavezi da ili koriguje merni podatak za koji je moguće izdati garanciju porekla, ili da izvrši povlačenje garancija porekla ako su one ve bile izdate. Ako su garancije porekla već iskorišćene, telo za izdavanje garancije porekla je dužno da merni podatak evidentira u najbližem mogućem vremenskom intervalu.

3.3 Dostavljanje podataka potrebnih za izradu rezidualnog miksa

Rezidualni miks predstavlja deo računa koji snabdevač dostavlja kupcima u svom portfoliju koji je direktno povezan sa garancijama porekla na način da je potreban za određivanje udela svih izvora energije u ukupnom snabdevanju električnom energijom tj. u potrošenoj energiji kupca.

Dostavljanje podataka potrebnih za izradu rezidualnog miksa je najbitniji korak u procesu procene udela električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora u ukupnom energetskom miksu, a pored toga i u rezidualnom miksu, tj. miksu snabdevača koji snabdeva kupce, i na kraju evidencija kupcu koji troši električnu energiju koja nije u stoprocentnom iznosu pokrivena garancijama porekla.

Podaci koji su od značaja za izradu rezidualnog miksa uključuju:

- Proizvodnju iz svih elektrana tj. svih izvora energije koja je priključena na distributivnu i prenosnu elektroenergetsku mrežu. Ove informacije između ostalog dostavlja i operator distributivnog sistema. Podaci se mogu dostavljati po elektranama uz evidenciju primarnog izvora energije ili sumarno po tipovima izvora.
- Podatake o ukupno prodatoj električnoj energiji svim krajnjim kupcima na prenosnoj, distributivnoj, odnosno zatvorenoj distributivnoj elektroenergetskoj mreži;
- Podatake o gubicima električne energije u prenosnoj, distributivnoj, odnosno zatvorenoj distributivnoj elektroenergetskoj mreži.

Ove informacije se dostavljaju na godišnjem nivou, obično do 1. marta tekuće godine za prethodnu godinu.

Na osnovu ovih podataka, može se izračunati udeo svakog od 12 atributa električne energije u rezidulanom energetskom miksu.

3.4 Dostavljanje podataka o proizvedenoj električnoj energiji telu zaduženom za nadgledanje iskorišćenja, načinu proračuna i prikazivanja udela svih vrsta izvora energije u prodatoj električnoj energiji

Telo zaduženo za nadgledanje iskorišćenja, načinu proračuna i prikazivanja udela svih vrsta izvora energije u prodatoj električnoj energiji je najčešće energetski regulator. Ovo telo se stara da krajnji kupci ne budu oštećeni u pogledu dobijene informacije o karakteristikama njihove potrošnje koje im dostavljaju njihovi snabdevači.

Ovo telo ima mogućnost da zatraži iste podatke od operatora distributivnog sistema koje je prethodno već dostavio telu za izdavanje garancija porekla. Na taj način ovo telo je u stanju da nasumičnim proverama osigura tačnost svih informacija koje krajnji kupci dobijaju od snabdevača. Provera snabdevača se najčešće sprovodi nasumičnim izborom određenog računa koji je snabdevač dostavio krajnjem kupcu i poređenjem podataka koje snabdevač ima za svoju grupu krajnjih kupaca koje snabdeva.

3.5 Resertifikacija

Resertifikacija proizvodnih jedinica predstavlja proces ponovne evaluacije i potvrđivanja ispunjenja standarda i propisa koji se odnose na proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora koje za posledicu imaju izdavanje garancija porekla. Ovaj proces je važan kako bi se osiguralo da proizvodne jedinice i postrojenja i dalje zadovoljavaju sve relevantne zahteve i standarde tokom vremena. Po pravilima evropskog standarda energetske sertifikacije (EECS standard koji važi u AIB) resertifikacija se izvodi na 5 godina.

Tokom resertifikacije, proizvođači su obično obavezni da podnesu dokumentaciju koja potvrđuje da njihova proizvodnja i postrojenja i dalje ispunjavaju sve propisane uslove. Ova dokumentacija može uključivati tehničke specifikacije postrojenja, kao i evidencija mernih uređaja i sopstvene potrošnje. Operator distributivnog sistema je jedno od tela koje ima obavezu da garantuje za podatke koje osiguravaju uspešnu resertifikaciju proizvođača.

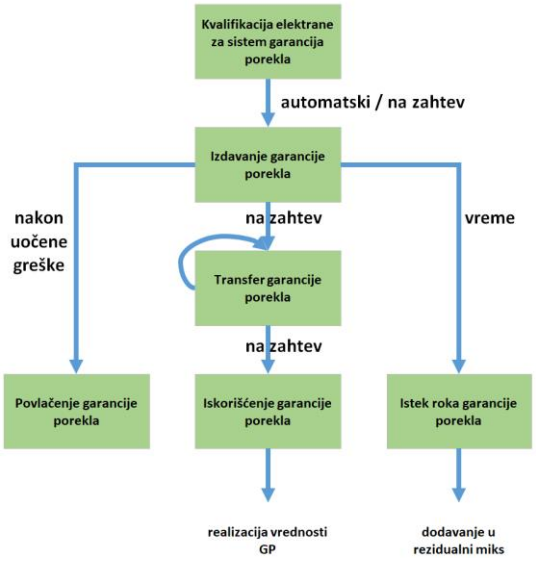
Nadležna tela za sertifikaciju i resertifikaciju mogu biti tela ovlašćena zakonom da vrše ove funkcije kao što su ministarstva ili operatori za obnovljive izvore energije i različite državne agencije. Ove institucije obično vrše inspekcije i evaluacije kako bi se proverilo da li proizvodna jedinica i dalje funkcioniše u skladu sa propisima i standardima.

Ukupno gledano, resertifikacija proizvodnih jedinica igra bitnu ulogu u održavanju visokih standarda postavljenih od međunarodnim asocijacijama u kojima su tela za izdavanje članovi, a na zadovoljstvo kupaca koji žele da imaju uvek aktuelne i proverene podatke o energiji koju troše, čime se osigurava sigurnost i poverenje u kvalitet energije koju koriste.

4. Važnost saradnje proizvođača, relevantnih regulatornih tela, tela za izdavanje garancija porekla i operatora sistema

Saradnja između proizvođača, regulatornih tela, tela za izdavanje garancija porekla i operatora sistema predstavlja ključni element u osiguranju integriteta i transparentnosti u administraciji garancija porekla. Ovi akteri zajedno čine složeni lanac razmene informacija, gde svaki ima svoju ulogu i odgovornost u obezbeđivanju tačnih informacija o poreklu proizvedene električne energije iz obnovljivih izvora.

Proizvođač je ključni igrač na polju garancija porekla, bez kojeg sistem garancija porekla ne bi mogao da postoji. Trenutak prestanka postojanja sistema garancija porekla može da bude trenutak kada se sva energija koja se proizvede bude iz obnovljivih izvora. Taj trenutak nije blizu. Do tada proizvođač ostaje najbitniji faktor u celom lancu.



Slika 1 – Evidencija životnog veka garancije porekla

Saradnja svih aktera u sistemu sa regulatornim telima omogućava da se osigura poštovanje zakonskih propisa i regulatornih zahteva koji se odnose na garancije porekla. Tela za izdavanje garancija porekla igraju ulogu, u većini slučajeva, u verifikaciji i sertifikaciji elektrana proizvođača, a saradnja sa operatorima sistema omogućava im pristup relevantnim podacima potrebnim za tu svrhu. Pored toga, kao što je navedeno, regularan proces administracije garancije porekla zahteva razmenu podataka o proizvodnju u smeru od operatora sistema ka telu za izdavanje garancija porekla.

Ova saradnja je od suštinskog značaja za obezbeđivanje transparentnosti i poverenja potrošača. Kada su informacije o poreklu energije jasne, verodostojne i lako dostupne, potrošači imaju veće poverenje u ceo sistema

i energiju koju troše. Zajednički napori svih aktera u lancu snabdevanja doprinose održivom razvoju tržišta i podržavaju sve veću potražnju za energijom iz obnovljivih izvora.

Ukratko, saradnja između proizvođača, regulatornih tela, tela za izdavanje garancija porekla i operatora sistema predstavlja osnovu za efikasnu administraciju garancija porekla, što doprinosi integritetu tržišta i poverenju potrošača.

5. ZAKLJUČAK

Uloga operatora distributivnih sistema u administraciji garancija porekla pokazuje se kao ključna za obezbeđivanje tačnosti i kvaliteta podataka neophodnih za održavanje sistema garancija porekla. Operatori imaju suštinski značaj jer se njihova uloga kreće od registracije proizvođača do izrade rezidualnog miksa i miksa potrošnje kupaca i snabdevača i na kraju do ponovne sertifikacije elektrana za rad u sistemu garancija porekla.

Osiguravanje tačnih, verodostojnih i lako dostupnih informacija o garancijama porekla iz električne energije iz obnovljivih izvora postaje ključni faktor u zadovoljenju zahteva savremenih potrošača. Administracija garancija porekla zahteva saradnju između regulatornih tela, proizvođača, operatora distributivnog, prenosnog i zatvorenog distributivnog sistema kako bi se obezbedio dosledan i pouzdan sistem garantovanja porekla potrošene električne energije.

U svetlu brzih promena u tehnologiji, tržišnim trendovima i regulatornom okruženju, ključno je da operatori distributivnih sistema budu fleksibilni, inovativni i proaktivni u prilagođavanju svojih procesa procesu administracije garancija porekla.

LITERATURA

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

BROJ RADA: R6-10

IZGRADNJA NAPREDNE MJERNE INFRASTRUKTURE U REPUBLICI HRVATSKOJ

THE IMPLEMENTATION OF ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE IN THE REPUBLIC OF CROATIA

Danijela ŽAJA, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska
Ivica HADJINA, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska
Ivica PENIĆ, HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o., Hrvatska

KRATAK SADRŽAJ

Izgradnja napredne mjerne infrastrukture kao integriranog sustava naprednih brojila, komunikacijske mreže i sustava upravljanja mjernim podacima ključni je preduvjet energetske tranzicije. Prilikom planiranja i izgradnje napredne mjerne infrastrukture najvažniji elementi su sagledavanje svih zakonskih i podzakonskih obveza, praćenje prednosti i nedostataka različitih tehnoloških rješenja, analiza različitih utjecaja vezanih za arhitekturu naprednog mjernog sustava i njegovu integraciju u ostale poslovne sustave te međusobno povezivanje s njima kao i podjelu odgovornosti među pojedinim sustavima. Izgradnja napredne mjerne infrastrukture u Republici Hrvatskoj je započela postupnom ugradnjom intervalnih brojila na obračunska mjerna mjesta kupaca kategorije poduzetništvo najvećih priključnih snaga i uvođenjem sustava za daljinsko očitanje da bi se postupno kroz pilot projekte i redovno poslovanje operatora distribucijskog sustava proširila na ostale kategorije kupaca te je trenutna zastupljenost naprednih brojila u distribucijskoj mreži Republike Hrvatske 26%. Planom izgradnje napredne mjerne infrastrukture je predviđeno opremanje svih obračunskih mjernih mjesta kupaca kategorije poduzetništvo naprednim brojilima do kraja 2024. godine, a na obračunskim mjernim mjestima kupaca kategorije kućanstvo do kraja 2029. godine. Po pitanju komunikacijskih tehnologija, za poduzetništvo se dominantno koriste GPRS/LTE servisi javnih mobilnih mreža i P2P izravna komunikacija HES-brojilo, dok se kod naprednih brojila za kućanstvo koristi pretežno G3-PLC tehnologija. U projektu izgradnje napredne mjerne infrastrukture postoji niz izazova koji su opisani u ovom radu. Također su radom obuhvaćene analize i moguća rješenja. Naročito značajno mjesto u analizi pripada projektu uvođenja MDM/MOC/KMS sustava koji predstoji, a koji će omogućiti pružanje napredne mjerne usluge aktivnim kupcima, agregatorima, energetskim zajednicama i svim ostalim tržišnim sudionicima, kao i osigurati korištenje prikupljenih podataka s brojila za napredno planiranje i upravljanje mrežom, nadzor i upravljanje imovinom, automatsko upravljanje mjernom opremom, praćenje kvalitete usluge i pružanje usluga fleksibilnosti.

Ključne riječi: napredna mjerna infrastruktura, energetska tranzicija, komunikacijske tehnologije, MDM/MOC/KMS sustavi

ABSTRACT

The construction of an advanced metering infrastructure as an integrated system of advanced meters, communication networks, and meter data management systems is a crucial prerequisite for the energy transition. In the process of planning and constructing an advanced metering infrastructure, key elements include considering all legal obligations, assessing the advantages and disadvantages of various technological solutions, analyzing various impacts related to the architecture of the advanced metering system, integrating it into other business systems, and interconnecting with them, as well as distributing responsibilities among individual systems. The construction of an advanced metering infrastructure in the Republic of Croatia began with the gradual installation of interval meters at metering points for customers in the commercial category with the highest connected power, and the introduction of advance meter reading systems. It gradually expanded to other customer categories through pilot projects and the regular business operations of the distribution system operator, with the current percentage of advanced meters in the distribution network of the Republic of Croatia being 26%. The implementation plan for the advanced metering infrastructure envisages equipping all metering points for customers in the commercial

category with advanced meters by the end of 2024, and for customers in the household category by the end of 2029. Regarding communication technologies, GPRS/LTE services of public mobile networks and P2P direct communication with HES meters are usually used for commercial customers, while advanced meters for households mostly use G3-PLC technology. In the implementation project there are several challenges described in this paper. This paper also encompasses analyses and possible solutions. Particularly significant in the analysis is the upcoming introduction of the MDM/MOC/KMS system, which will enable advanced metering services to active customers, aggregators, energy communities, and all other market participants. It will also ensure the use of collected meter data for advanced network planning and management, asset monitoring and management, automatic metering equipment management, service quality monitoring, and flexibility services provision.

Key words: advanced metering infrastructure, energy transition, communication technologies, MDM/MOC/KMS systems

Danijela.Zaja@hep.hr; Ivica.Hadjina@hep.hr; Ivica.Penic@hep.hr

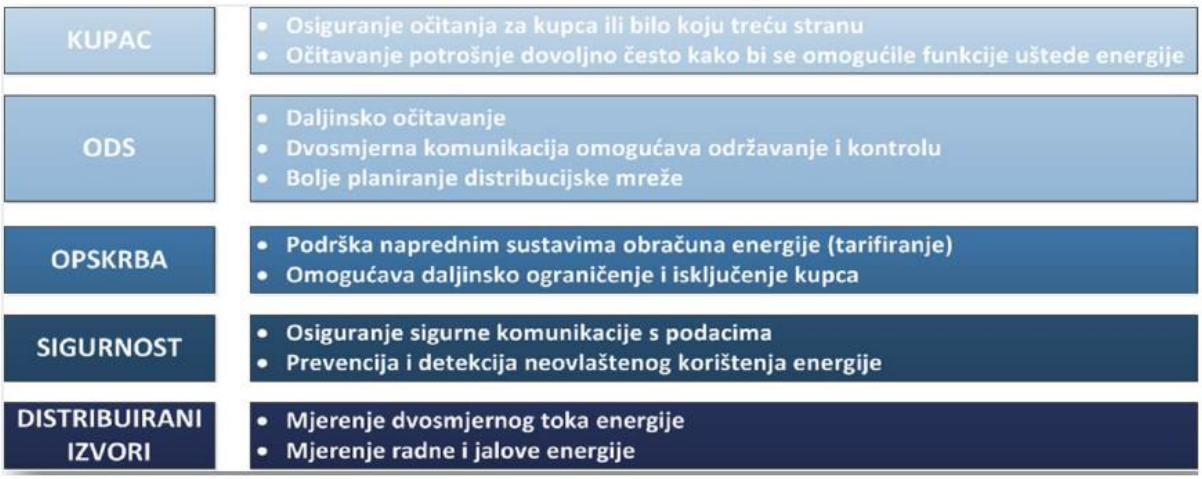
1. UVOD

Napredna mjerna infrastruktura (NMI) dio je mjerne usluge koju u elektroenergetskom sustavu u Republici Hrvatskoj pruža HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. (HEP ODS) kao jedini operator distribucijskog sustava. NMI je osnovni preduvjet energetske tranzicije i ostvarenje vizije „Čiste energije za sve Europljane“. HEP ODS kao pružatelj mjerne usluge, s trenutnim udjelom napredne mjerne infrastrukture oko 26% obračunskih mjernih mjesta i s planom opremanja svih obračunskih mjernih mjesta korisnika mreže kategorije poduzetništvo do kraja 2024. godine, a svih obračunskih mjernih mjesta korisnika mreže kategorije kućanstvo do kraja 2029. godine, u fazi je intenzivne zamjene postojeće mjerne opreme naprednom i njenim povezivanjem u jedinstveni sustav napredne mjerne infrastrukture. Izgradnja napredne mjerne infrastrukture se djelomično provodi kroz projekt Modernizacija hrvatske distribucijske elektroenergetske mreže, sufinanciran sredstvima iz Nacionalnog plana oporavka i otpornosti (NPOO), s općim ciljem modernizacije i digitalizacija elektroenergetskog sustava, odnosno, stvaranja uvjeta kako bi on na učinkovit i stabilan način mogao prihvatiti sve veću količinu električne energije iz obnovljivih izvora. U sklopu projekta Modernizacija i razvoj napredne mreže do sredine 2026. godine planirano je opremanje preko 884.000 obračunskih mjernih mjesta naprednim brojilima, uz ugradnju preko 13.000 G3PLC koncentratora podataka, opremanje 4.000 TS SN/NN sumarnim brojilima te implementacija MDM, MOC i KMS sustava.

2. NAPREDNA MJERNA INFRASTRUKTURA U REPUBLICI HRVATSKOJ

2.1. Pregled zakonskih i podzakonskih propisa vezanih uz izgradnju napredne mjerne infrastrukture

Izgradnju NMI prate, i na europskoj i na nacionalnoj razni, pravila iz propisa za područje energetike, posebice tržišta električne energije i energetske učinkovitosti kao i propisi o zaštiti privatnosti i tajnosti podataka, zaštiti kritične infrastrukture i sigurnosti mrežnih i informacijskih sustava te propisi o normizaciji i mjeriteljstvu.
Zakoni Republike Hrvatske kojima se uređuju pojedini elementi mjerne usluge vezane uz sustav naprednog mjerenja, su: Zakon o energiji, Zakon o energetskoj učinkovitosti, Zakon o tržištu električne energije, Zakon o obnovljivim izvorima i visokoučinkovitoj kogeneraciji i Zakon o uspostavi infrastrukture za alternativna goriva. Osim toga, mjerenje električne energije spominje se i u Zakonu o gradnji, Zakonu o državnom inspektoratu i Zakonu o zaštiti potrošača te Uredbi o poticanju proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i visokoučinkovitih kogeneracija i Uredbi o uspostavi sustava jamstva podrijetla električne energije. Detaljnije se napredni sustav mjerenja električne energije opisuje u brojnim provedbenim i tehničkim propisima.
Preporuke 2012/148/EU o pripremama za uvođenje sustava naprednog mjerenja navode zahtjeve za zaštitu i sigurnost podataka, metodologiju za ekonomsku ocjenu dugoročnih troškova i koristi uvođenja naprednih mjernih sustava, kao i zajedničke minimalne zahtjeve funkcioniranja za napredne mjerne sustave za električnu energiju u EU. Navedenom preporukom definirano je deset temeljnih minimalnih funkcijskih značajki za sustave naprednih mjerenja koje su bitne za različite tržišne sudionike, koje su prikazane na Slici 1.



Slika 1 - Zajedničke minimalne funkcionalnosti sustava naprednog mjerenja za električnu energiju u EU

2.2. Trenutno stanje izgrađenosti napredne mjerne infrastrukture u Republici Hrvatskoj

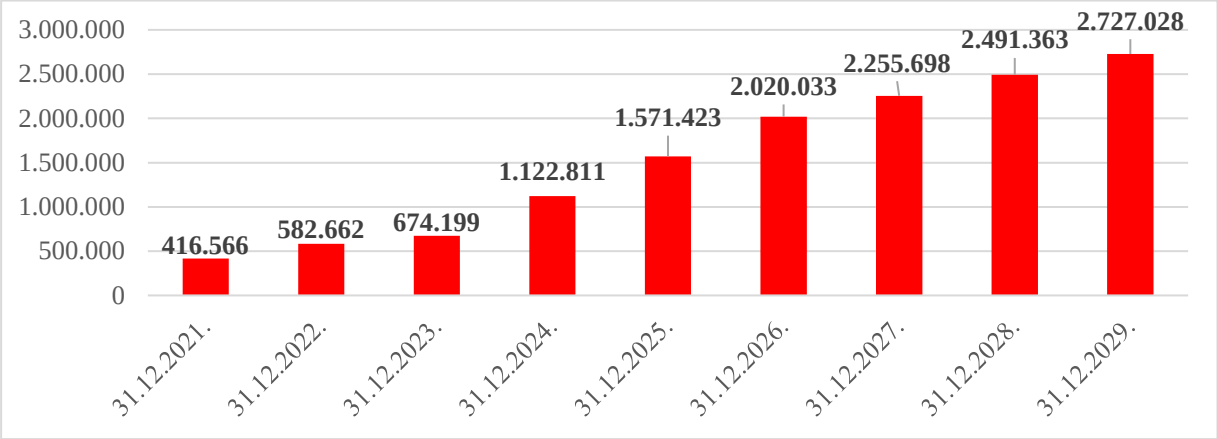
Radi lakšeg prikaza i praćenja razine izgrađenosti napredne mjerne infrastrukture, brojila na obračunskim mjernim mjestima su podijeljena prema osnovnoj izvedbi na:

- Elektromehanička brojila – ne podržavaju nikakvu naprednu funkcionalnost,
- Elektronička (digitalna) brojila – podržavaju minimum naprednih funkcionalnosti,
- Napredna brojila – podržavaju sve napredne funkcionalnosti.

Na kraju 2023. godine u mreži HEP ODS-a je bilo ukupno ugrađeno 2.590.215 brojila, od čega 1.253.584 (48,40%) elektromehaničkih, 651.717 (25,16%) elektroničkih (digitalnih) i 684.914 (26,44%) naprednih. Iz ovih podataka je razvidno da još uvijek gotovo polovicu ukupnog broja brojila u mreži čine elektromehanička brojila bez ikakvih naprednih funkcionalnosti.
Životni vijek od 30 godina za elektromehanička trofazna brojila u prosjeku je istekao 2019. godine, dok je za elektromehanička jednofazna brojila u prosjeku istekao 2023. godine. Prosječna godina iduće ovjere za sva brojila u mreži je 2028., iz čega se može zaključiti da bi bez ubrzane zamjene elektromehaničkih brojila prije isteka ovjernog roka, većina brojila u mreži bila korištena za mjerenje i obračun električne energije nakon isteka životnog vijeka. Elektronička digitalna brojila imaju životni vijek 16-20 godina, uz amortizaciju od 16 godina. Starije serije elektroničkih digitalnih brojila bi ponovnom instalacijom u mrežu, s produljenjem ovjernog roka za 12 godina, radila uglavnom izvan životnog vijeka te se stoga planira njihovo potpuno povlačenje. Za novija elektronička digitalna brojila, s vrlo suženim skupom naprednih funkcionalnosti, u scenariju potpune zamjene brojila naprednim brojilima, predviđeno je njihovo umjeravanje i korištenje u slučajevima nedovoljnog raspoloživog broja novih naprednih brojila za zamjenu radi isteka ovjernog roka na obračunskim mjernim mjestima kategorije kućanstvo.
HEP ODS trenutno koristi dva sustava za daljinsko očitavanje i upravljanje brojilima (AMI sustavi) koji kapacitetom zadovoljavaju do sada izgrađenu naprednu mjernu infrastrukturu ali je nužna njihova nadogradnja kako bi se izbjegli eventualni problemi skalabilnosti. AMI sustavima se očitava i upravlja sa 73,13% naprednih brojila. Daljnjom ugradnjom koncentratora, prvenstveno na trafopodručjima (TS SN/NN) s većom popunjenošću naprednim brojilima povećat će se udio naprednih brojila u AMI sustavima i ostvarivanje njihovih naprednih funkcionalnosti.

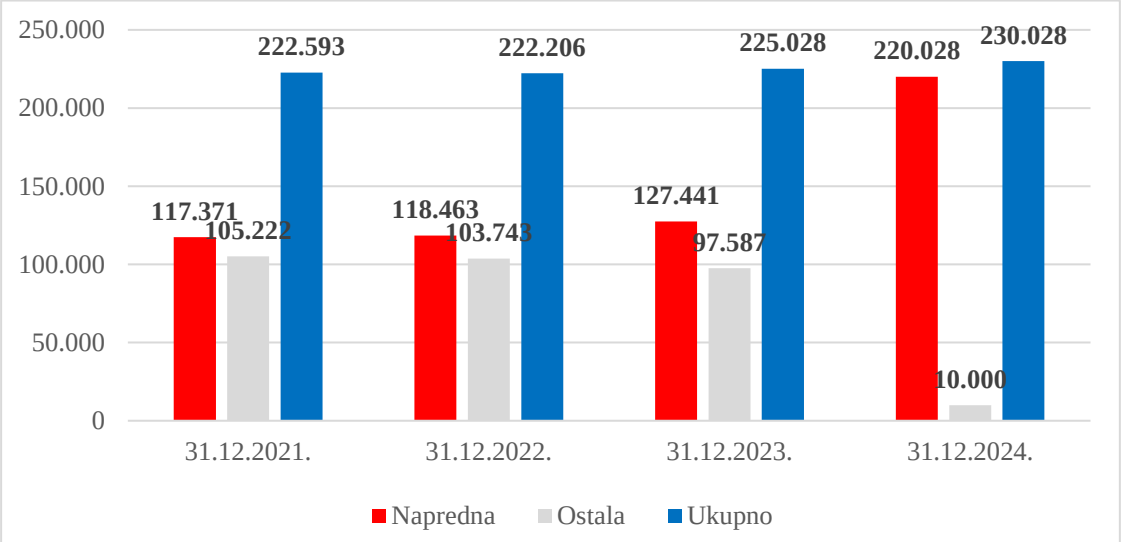
2.3. Plan potpunog opremanja obračunskih mjernih mjesta naprednim brojilima (plan rollout-a)

Planom opremanja OMM-a predviđeno je potpuno opremanje OMM-a kategorije poduzetništva do kraja 2024. te OMM-a kategorije kućanstva do kraja 2029. godine, kroz projekt sufinanciran sredstvima iz NPOO i kroz redovno poslovanje. Slika prikazuje planirano kretanje broja naprednih brojila u mreži HEP ODS-a do kraja 2029. (kompletan rollout).



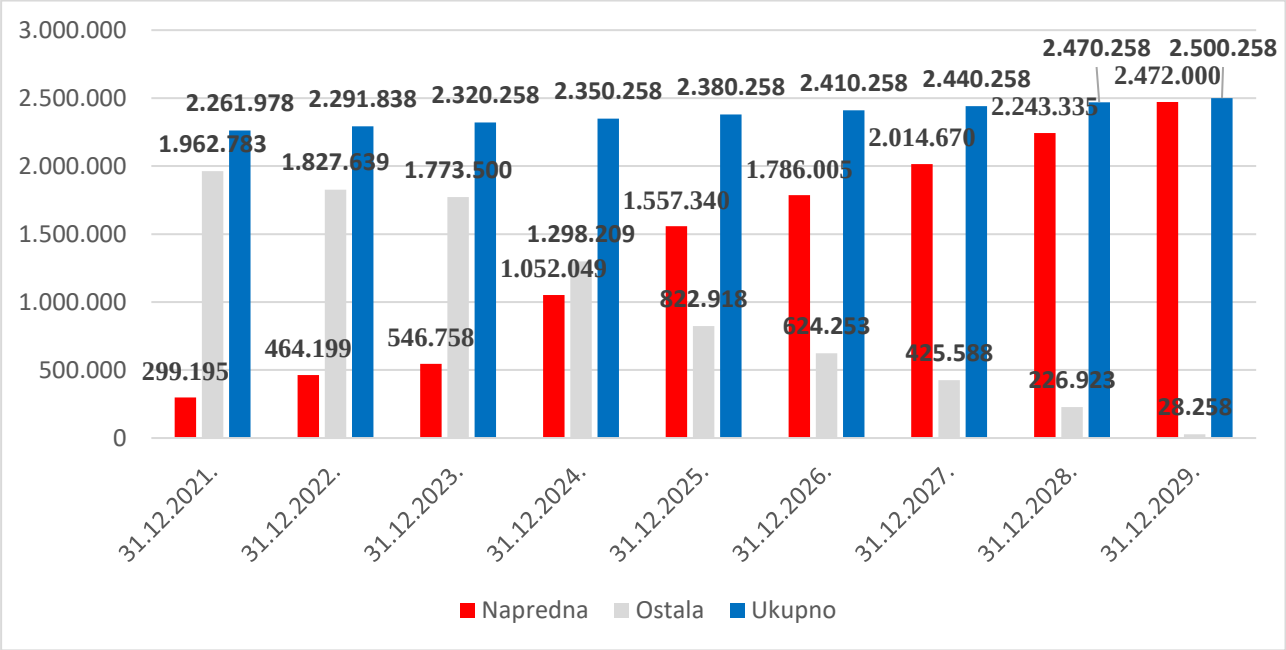
Slika 2 – Planirano kretanje broja naprednih brojila po godinama (plan rollout-a)

Od ukupne količine brojila na OMM kategorije poduzetništvo kojima istječe ovjerni rok do kraja 2024. godine samo je 8,35%, naprednih brojila, dok je u razdoblju 2025.-2029. godine udio naprednih brojila 52,62%. Ovo ukazuje da je upravo razdoblje do kraja 2024. najpovoljnije za potpunu zamjenu brojila u kategoriji poduzetništvo naprednim brojilima. S obzirom da su sva mjerna mjesta poduzetništva u mjesečnom ciklusu očitanja i obračuna, ubrzano opremanje poduzetništva naprednim brojilima i njihovo zaprimanje u sustave za daljinsko očitavanje i upravljanje naprednim brojilima je najisplativije. Bazno brojilo za malo poduzetništvo je napredno brojilo s integriranim G3-PLC modemom i modularnim GPRS/LTE komunikatorom, što omogućuje korištenje svih funkcionalnosti naprednog mjerenja korištenjem GPRS/LTE komunikacije dok se ne postigne potrebna gustoća za održavanje G3-PLC komunikacijske mreže, nakon potpunog opremanja kućanstava na pojedinom niskonaponskom području trafo stanice. Na Slici 3 prikazano je kretanje broja brojila prema osnovnoj izvedbi za OMM kategorije poduzetništvo u razdoblju od 31.12.2021. do 31.12.2023. godine te projekcija očekivanog stanja na 31.12.2024. godine



Slika 3 - Kretanje broja brojila prema osnovnoj izvedbi za OMM kategorije poduzetništvo, s projekcijom na 31.12.2024. godine

Scenarij opremanja svih obračunskih mjernih mjesta kupaca kategorije kućanstvo naprednim brojilima do kraja 2029. godine izabran je iz razloga što u 2029. dospijeva prvi ovjerni rok od 12 godina za prva izravna napredna brojila, nabavljena 2017. godine. Odabirom 2029. godine je također postignuto ravnomjerno opterećenja za ovjeravanje, a diskontinuitet umjeravanja nastao uslijed pandemije 2020.-2021. i dugih postupaka javne nabave naprednih brojila u 2021. i 2022. godini, može se linearno rasporediti u ovjernom razdoblju 2030.-2040. Na Slici 4 prikazano je planirano kretanje broja brojila prema osnovnoj izvedbi za scenarij opremanja svih obračunskih mjernih mjesta kategorije kućanstvo naprednim brojilima do kraja 2029. godine. Ubrzana zamjena je planirana u razdoblju do lipnja 2026., do kada traje projekt sufinanciran iz NPOO.



Slika 4 – Planirano kretanje broja brojila prema osnovnoj izvedbi na OMM kategorije kućanstvo

3. KOMUNIKACIJSKE TEHNOLOGIJE U NAPREDNOM MJERENJU

Nabava napredne mjerne infrastrukture i odabir komunikacijske tehnologije usko je povezana s nabavom komunikacijske usluge daljinskog očitavanja, koja se trenutačno temelji na relativno skupim tarifnim modelima dva mobilna mrežna operatora u Republici Hrvatskoj, a namijenjena je klasičnim osobnim mobilnim uređajima. Radi analize alternativnih modela komunikacijskih tehnologija provedena je studija[1], koja je preporučila primjenu industrijskog rješenja upravljane IoT/M2M komunikacije. Osim značajno povoljnijih cijena (primjerice za 5 MB prometa mjesečno po kartici 0,16 EUR umjesto sadašnjih 0,68 EUR, odnosno za 500 MB prometa mjesečno po kartici 2 EUR umjesto sadašnjih 5 EUR), ovakav model pruža stvarnu mogućnost promjene pružatelja usluga komunikacija i unapređenje nadzora usluge. S obzirom da je mjerna usluga HEP ODS-a nekomercijalna zakonska obveza, smatramo ključnim poticanje razvoja tržišta takvih usluga. U sljedećem koraku bi, prema iskustvima sve većeg broja država članica EU, trebalo razmotriti uspostavu nekomercijalnog mobilnog mrežnog operatora oslonjenog na infrastrukturu HEP ODS-a. Zadržavanjem postojećih tarifnih modela, uz predviđene povećane potrebe za ugradnjom naprednih brojila s mobilnom komunikacijom za nove sudionike na tržištu električne energije (aktivne kupce, energetske zajednice…), za koje do sada primjenjivana G3-PLC tehnologija nije dobar odabir u pogledu mogućnosti pristupa mjernim podacima u gotovo stvarnom vremenu, 2024. godine očekuje se povećanje troškova za oko 34%. Nakon dovršenja masovne ugradnje naprednih brojila troškovi mobilnih komunikacija bi bili gotovo 3 puta veći nego 2023. godine, odnosno kumulativno tijekom vijeka trajanja dosegli bi oko 25% troškova izgradnje napredne mjerne infrastrukture uz pretpostavljene dosadašnje cijene usluga, životni vijek trajanja naprednog brojila od 16 godina i ulaganje u naprednu mjernu infrastrukturu od 300 milijuna eura.

Glede odabira komunikacijskih tehnologija, sva obračunska mjerna mjesta korisnika mreže s industrijskim postrojenjima na srednjem naponu i značajniji korisnici mreže kategorije poduzetništvo na niskom naponu te sva proizvodna postrojenja obnovljivih izvora energije priključena na distribucijsku mrežu već su opremljena LTE Cat 1 komunikatorima, dok je za kategoriju kućanstva odabrana G3-PLC komunikacija u CENELEC A frekvencijskom pojasu. Za opremanje ostalih obračunskih mjernih mjesta sitnog poduzetništva sa manjom potrošnjom odlučeno je da se ugrađuju napredna brojila sa integriranim G3-PLC modemima i sučeljem za komunikacijske module LTE Cat 1 s obzirom da će se provesti do kraja 2024. godine potpuno opremanje svih obračunskih mjernih mjesta kategorije poduzetništvo. Za aktivne kupce kategorije kućanstva te članove energetskih zajednica smatramo da G3-PLC tehnologija neće moći udovoljiti zahtjevima za mjernim podacima u gotovo stvarnom vremenu te će biti potrebno provesti pilot projekte testiranja na NB-IoT i LTE Cat M1 komunikacijskim tehnologijama čije su temeljne značajke sadržane u Tablici 1., a pregled povezivosti IoT tehnologija male snage (engl. connectivity) u Tablici 2.

Tablica 1 - Pregled temeljnih značajki 3GPP pristupnih komunikacijskih tehnologija:

		LTE-M				NB-IoT		EC-GSM-IoT
	LTE Cat 1	LC-LTE/MTCe	eMTC					
		LTE Cat 0	LTE Cat M1	LTE Cat M2	non-BL	LTE Cat NB1	LTE Cat NB2	
3GPP izdanje	izdanje 8	izdanje 12	izdanje 13	izdanje 14	izdanje 14	izdanje 13	izdanje 14	izdanje 13
Vršna brzina silazne veze	10 Mbit/s	1 Mbit/s	1 Mbit/s	~4 Mbit/s	~4 Mbit/s	26 kbit/s	127 kbit/s	474 kbit/s (EDGE) 2 Mbit/s (EGPRS2B)
Vršna brzina uzlazne veze	5 Mbit/s	1 Mbit/s	1 Mbit/s	~7 Mbit/s	~7 Mbit/s	66 kbit/s (višetonski) 16,9 kbit/s (jednotonski)	159 kbit/s	474 kbit/s (EDGE) 2 Mbit/s (EGPRS2B)
Latencija	50–100ms	nije raspoređeno	10ms–15ms			1.6s–10s		700ms–2s
Broj antena	2	1	1	1	1	1	1	1–2
Duplex način	Puni Duplex	Puni ili polu Duplex	Puni ili polu Duplex	Puni ili polu Duplex	Puni ili polu Duplex	Polu Duplex	Polu Duplex	Polu Duplex
Širina pojasa za prijam uređaja	1.4 – 20 MHz	1.4 – 20 MHz	1.4 MHz	5 MHz	5 MHz	180 kHz	180 kHz	200 kHz
Lanci prijamnika	2 (MIMO)	1 (SISO)	1 (SISO)	1 (SISO)	1 (SISO)	1 (SISO)	1 (SISO)	1–2
Snaga prijenosa uređaja	23 dBm	23 dBm	20 / 23 dBm	20 / 23 dBm	20 / 23 dBm	20 / 23 dBm	14 / 20 / 23 dBm	23 / 33 dBm

Pilot projekt testiranja naprednog brojila električne energije sa LTE Cat M1 komunikatorom sa fall back funkcionalnošću na NB1-IoT trebao bi pokazati je li ove bežične pristupne tehnologije mogu biti odabir za masovnu zamjenu brojila jer bi trebale omogućiti:

- nižu cijenu hardvera (CAPEX),
- niže troškove daljinskog očitanja (OPEX),
- niže troškove održavanja napredne infrastrukture mjerenja (OPEX).

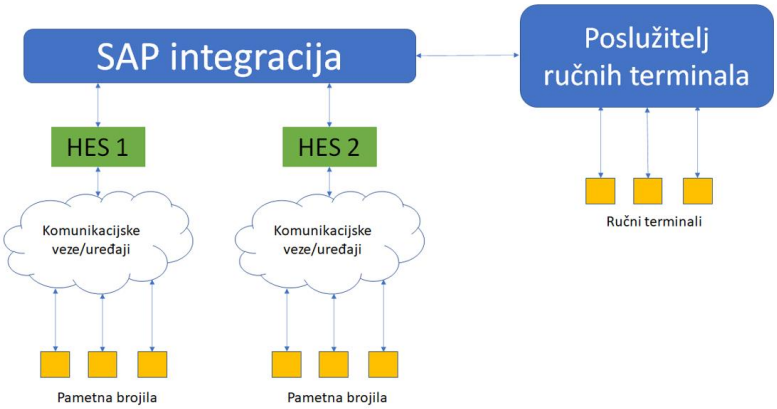
Nakon provođenja pilot projekta donijet će se konačna odluka o odabiru komunikacijskih tehnologija za aktivne kupce i skupine aktivnih kupaca kao i članove energetskih zajednica, uz vrlo izglednu odluku da će to biti LTE Cat M1 sa fall back funkcionalnošću na NB-IoT komunikacijsku tehnologiju u skladu sa navodima u [2].

Tablica 2 - Pregled povezivosti bežičnih pristupnih IoT tehnologija male snage:

Parametar	Pregled povezivosti bežičnih pristupnih IoT tehnologija male snage					
	Sigfox	LoRaWAN	NB-IoT (izdanje 13)	LTE-M (izdanja 12/13)	EC-GSM (izdanje 13)	5G Targets (izdanja 14/15/16)
Domet	<13km	<11km	<15km	<11km	<15km	<15km
MCL	160dB	157dB	164dB	156dB	164dB	164B
Frekvencijski spektar	Nelicencirani 900MHz	Nelicencirani 900MHz	Licencirani 700-900MHz	Licencirani Bilo koji LTE pojas	Licencirani Uglavnom 900MHz	Licencirani Bilo koji 5G pojas
Frekvencijski pojas	100Hz	500kHz	200kHz	1.4MHz	2.4MHz	
Podatkovna brzina	<100bps	<10kbps	<150kbps	<1Mbps	10kbps	<1Mbps
Dostupno od	2014	2015	2016	2016	2016	2020+

4. IMPLEMENTACIJA MDM/MOC/KMS PLATFORME

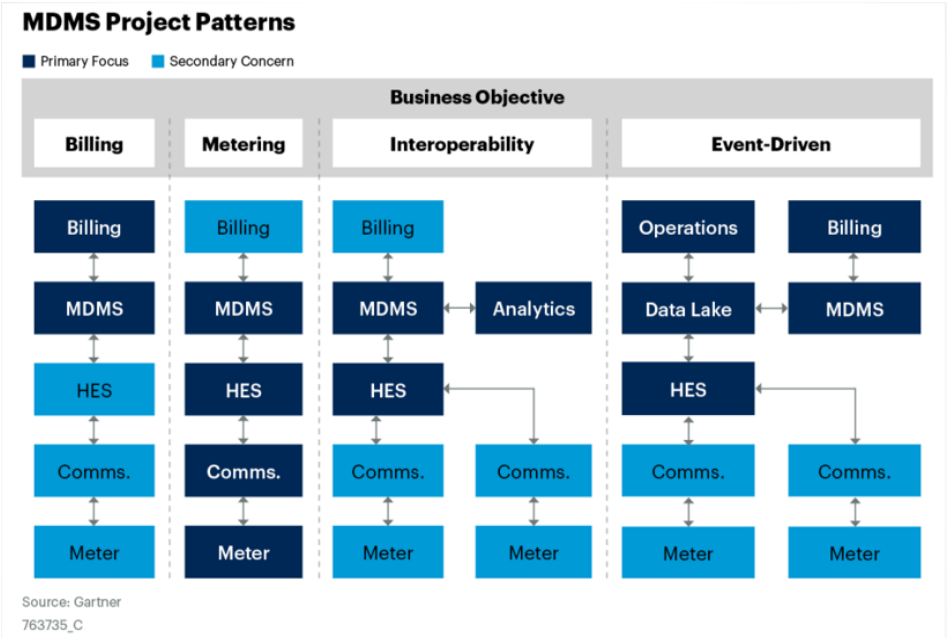
Pojednostavljena arhitektura postojeće napredne mjerne infrastrukture u RH prikazana je na Slici 5. Osnovu čini SAP IS-U ECC (engl. Industry-Specific Solution for the Utilities Industry - Enterprise Resource Planning Central Component) u kojem su sadržani matični podaci korisnika mreže i mjerne opreme, radni nalozi za upravljanje mjernim uređajima, životni ciklus brojila s pripadajućim skladišnim poslovanjem i upravljanje ljudskim resursima za terenske aktivnosti i u kojem se odvija obračun i priprema obračunskih mjernih podataka za potrebe tržišta. Sustavi za daljinsko očitavanje brojila (engl. Head-End System) prikupljaju mjerne podatke sa brojila u sustavima. Preuzimanje podataka se provodi web servisima HES sustava i SAP PO modula (engl. Process Orchestration). Preostala očitanja, sa brojila koja nisu u HES sustavima, prikupljaju se ručnim terminalima prijenosom datoteka preko datotečnih poslužitelja.



Slika 5 - Arhitektura postojeće napredne mjerne infrastrukture u Republici Hrvatskoj.

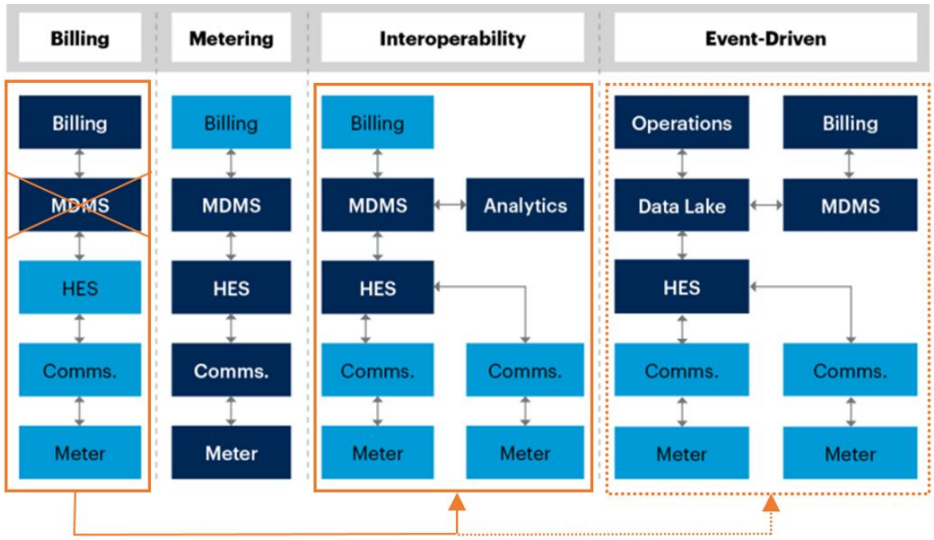
Trenutna arhitektura omogućuje upravljanje naprednom mjernom infrastrukturom na manjim količinama brojila koja se očitavaju HES sustavima, ali uz mnogo ljudskog rada i održavanja veze SAP – HES, što neće biti moguće ubrzanom zamjenom naprednih brojila. K tome, utvrđeno je da se samo 5% podataka prenosi u SAP sustav HEP ODS-a za potrebe obračuna (registri brojila i krivulje opterećenja), dok se preostalih 95% neobračunskih podataka koji su sadržani u HES sustavima djelomično i otežano koristi, a mogu se primijeniti za mnogo poslovnih procesa u svim tehničkim vertikalama tvrtke.

Uzorci implementacije MDMS projekata slijede blok sheme prikazane na Slici 6. [3].



Slika 6 - Blok shema uzoraka MDMS projekata

U skladu s blok shemom na Slici 6., cilj je iz postojeće Billing arhitekture bez MDMS sustava implementirati izravno arhitekturu za potpunu interoperabilnost budući je već postignuta, jer oba HES sustava očitavaju i upravljaju brojilima svih proizvođača mjerne opreme koji su zastupljeni u RH. Nadalje, glede analitičkih projekata već je u fazi implementacije Sustav za detekciju netehničkih gubitaka koji se koristi podacima iz SAP sustava, a nakon implementacije MDM, MOC i KMS platforme koristit će veći opseg podataka upravo iz MDM sustava. Nakon završetka implementacije MDM, MOC i KMS platforme, u narednoj fazi gledano sa evolucijskog stajališta, napravit će se prijelaz na arhitekturu vođenu događajima što je prikazano na Slici 7.



Slika 7 - Prijelaz na interoperabilnu arhitekturu uz mogućnost nadogradnje na arhitekturu vođenu događajima

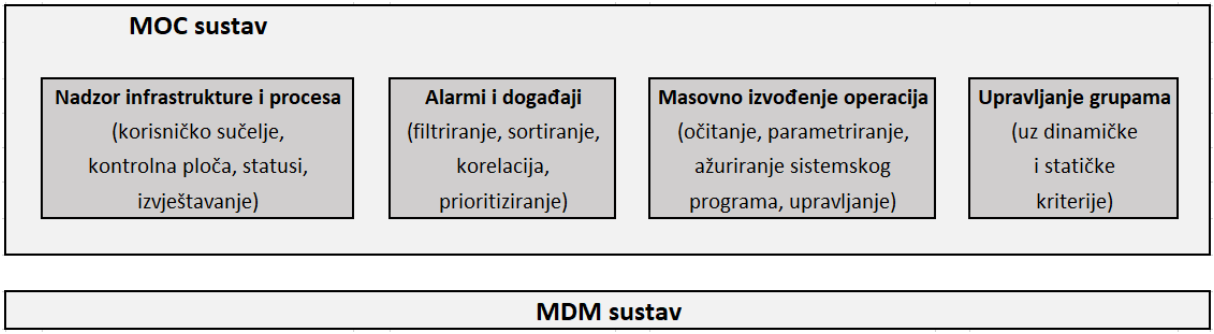
Pregled područja primjene napredne mjerne infrastrukture ukazuje da bi se optimalna buduća organizacija poslovnih procesa HEP ODS-a trebala temeljiti na nadopunjavanju i međusobnoj podršci tri glavna sustava:

- MDM/MOC/KMS sustava fokusiranog na prikupljanje, obradu i pohranu mjernih podataka,
- ADMS-a (engl. Advanced Distribution Management System) fokusiranog na vođenje sustava i poslovne procese u stvarnom vremenu,
- AIM/CBRM (engl. Asset Investment Management/Condition Based Risk Management) sustava fokusiranog na upravljanje imovinom i analitičke poslovne procese temeljene na povijesnim podacima [4].

Slijedom ovih činjenica, u planu je 2024. provesti tender za nabavu Implementacije MDM, MOC i KMS sustava koja predstavlja platformu s međusobno povezanim i interoperabilnim sustavom za upravljanje mjernim podacima, sustavom za upravljanje naprednom mjernom infrastrukturom i sustavom za zaštitu komunikacije s naprednim brojilima.

Sustav za upravljanje mjernim podacima (MDM - engl. Meter Data Management) obuhvaća potpunu strojnu i programsku opremu koja upravlja prikupljanjem mjernih podataka iz brojila električne energije unutar napredne mjerne infrastrukture, vrši njihovo spremanje i obradu te predstavlja inteligentno sučelje između sustava za daljinsko očitavanje naprednih brojila raznih proizvođača i poslovnog sustava u kojem se vrši obračun te ostalih sustava koji su nužni radi dohvaćanja potrebnih matičnih podataka za rad ili prosljeđivanje mjernih podataka. Sustav za upravljanje mjernim podacima treba omogućiti integraciju poslovnih procesa sa kraja na kraj napredne mjerne infrastrukture, odnosno od naprednog brojila do SAP sustava gdje se kreiraju i provode radni nalozi povezani sa upravljanjem uređajima (engl. Device Management).

Sustav za upravljanje mjernom infrastrukturom (MOC - engl. Metering Operation Center) je izravno povezan sa MDM sustavom, a koristi se za nadzor rada napredne mjerne infrastrukture i procesa, nadzor događaja i alarma, izvođenje masovnih operacija u naprednoj mjernoj infrastrukturi i stvaranje dinamičkih i statičkih grupa kako je prikazano na Slici 8.



Slika 8 - Osnovne funkcionalnosti MOC sustava.

MOC sustav u osnovi predstavlja proširenje MDM sustava čije su osnovne karakteristike nadzor i upravljanje naprednom mjernom infrastrukturom iz zajedničkog centra za operativan rad sa naprednim brojilima.

Sustav za zaštitu komunikacije sa naprednim brojilima (KMS - engl. Key Management System) jednako kao i MOC sustav izravno je povezan sa MDM sustavom i obuhvaća svu strojnu i programsku opremu koja se koristi za upravljanje i vođenje životnog ciklusa ključeva, upravljanje certifikatima te provođenje potrebnih simetričnih i asimetričnih kriptografskih funkcija posebice glede šifriranja i dešifriranja poruka, razmjene certifikata doprinoseći osiguranju cjelovitog rješenja sigurnosti komunikacije u kompletnom sustavu infrastrukture naprednih mjerenja. KMS sustav ima vrlo važnu ulogu u pogledu sigurnosti kompletne napredne mjerne infrastrukture.

5. ZAKLJUČAK

S trenutnim udjelom naprednih brojila u mreži HEP ODS je u fazi intenzivne izgradnje napredne mjerne infrastrukture kao nužnog preduvjeta novim tržišnim dionicima i procesima u gotovo realnom vremenu, kao i osiguranju podataka sa naprednih brojila za planiranje i upravljanje mrežom, nadzor i upravljanje imovinom, automatsko upravljanje mjernom opremom, praćenje kvalitete usluge i pružanje usluga fleksibilnosti. S obzirom da uključivanje novih tržišnih sudionika i procesa podrazumijeva obračun temeljen na mjernim podacima iz krivulja opterećenja, planirano je da se dio funkcionalnosti iz sadašnjeg SAP sustava HEP ODS-a u EDM modulu (engl. Energy Data Management), premda omogućuje ovako zahtjevne obrade podataka za prethodni dan, preseli u MDM sustav gdje očekujemo znatno bržu i jednostavniju obradu nepotvrđenih mjernih podataka u gotovo stvarnom vremenu te njihovu znatno bržu raspoloživost za sve korisnike mjernih podataka. Uz primjenu umjetne inteligencije ovakvi mjerni podaci bit će korišteni u planiranju i upravljanju distribucijskim sustavom, aktivnostima vezanim uz smanjenje gubitaka električne energije i svim ostalim izazovima operatora sustava.

6. LITERATURA

[1] Baričević T, Pavlinić A, 2024, Stručna i znanstvena potpora definiranju optimalne komunikacijske tehnologije te vrste usluge i tarifnih modela za buduću naprednu mjernu infrastrukturu, Energetski institut Hrvoje Požar, 67. str.

[2] Carlsson M, 2022, Smart metering in Europe, Berg Insight, 17th Edition, 245.-247. str.

[3] Jones L, Sumic Z, 2023, Market Guide for Meter Data Management Systems, Gartner, Inc., G00763735, 4. str.

[4] Baričević T, Pavlinić A, 2024, Stručna i znanstvena potpora definiranju industrijskog rješenja za umrežavanje brojila i upravljanje mjernim podacima, Energetski institut Hrvoje Požar, 35. str.

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R6-11

UPOREDNA ANALIZA I MOGUĆNOSTI UNAPREĐENJA POLOŽAJA KUPACA-PROIZVOĐAČA U CRNOJ GORI I REPUBLICI SRBIJI

COMPARATIVE ANALYSIS AND POSSIBILITIES OF IMPROVING THE STATUS OF PROSUMERS IN MONTENEGRO AND THE REPUBLIC OF SERBIA

Dunja GRUJIĆ, Elektrodistribucija Srbije, Republika Srbija
Dušan VUĆIĆ, Crnogorski operator tržišta električne energije, Crna Gora
Miloš KUZMAN, Udruženje za pravo energetike Srbije, Republika Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Usled potrebe za smanjenjem zagađenja životne sredine, usporavanja globalnog zagrevanja i sve manje količine raspoloživih fosilnih goriva, poslednjih godina svedočimo intenzivnom razvoju proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora, kao i razvoju tržišta električne energije. U okviru ovog rada biće izvršena uporedna analiza učesnika na tržištu električne energije u Crnoj Gori i Republici Srbiji, kao i njihovog uticaja na distributivni elektroenergetski sistem. Posebna pažnja biće posvećena kupcima-proizvođačima. Biće prikazani modeli obračuna električne energije kupaca-proizvođača i mogućnosti za njihove dodatne uštede kako energetske, tako i finansijske. Na kraju rada biće date preporuke za buduću lakšu integraciju kupaca-proizvođača i proizvođača električne energije iz obnovljivih izvora energije u distributivni elektroenergetski sistem kroz modele agregiranja, skladištenja i upravljanja proizvodnjom i potrošnjom.

Ključne reči: obnovljivi izvori energije, tržište električne energije, kupac-proizvođač, distributivni sistem

ABSTRACT

Due to the need to reduce environmental pollution, the slowing of global warming and the decreasing amount of available fossil fuels, in recent years we have witnessed the intensive development of electricity generation from renewable sources, as well as the development of the electricity market. Comparative analysis of the participants in the electricity market in Montenegro and the Republic of Serbia, as well as their impact on the distribution system will be shown in this paper. Special attention will be paid to prosumers. The electricity billing models for prosumers and the possibilities for their additional energy and financial savings will be presented as part of this paper. As a conclusion, recommendations for easier future integration of prosumers and producers of electricity from renewable energy sources into the distribution system through models of aggregation, storage and management of production and consumption will be given.

Key words: renewable energy sources, electricity market, prosumer, distribution system

dunja.grujic@ods.rs,
dusan.vucic@cotee.me,
milos.kuzman@upes.rs

1. UVOD

Kako svaki razvoj ekonomije i industrije dovodi do povećanja potreba za električnom energijom, usled sve većih zahteva za smanjenje emisije ugljen dioksida i ostalih štetnih gasova, traže se rešenja za uvećanje udela obnovljivih izvora energije u podmirivanju bruto potrošnje. U Republici Srbiji tek oko 30% ukupne proizvedene električne energije je iz obnovljivih izvora [1], a u Crnoj Gori oko 55% [2].

Proizvodnja električne energije iz obnovljivih izvora put je prema održivom razvoju i energetskoj nezavisnosti. Osim mogućnosti sticanja statusa povlašćenog proizvođača i podsticaja putem „feed in“ tarife, u Crnoj Gori i Republici Srbiji na osnovu zakonske regulative omogućeno je korisnicima sistema da vrše razmenu na mestu

konekcije, odnosno da imaju status kupca-proizvođača, koji je u evropskoj legislativi poznat pod nazivom "*prosumer*". Kako je cilj da „lokalna" proizvodnja bude što bliže mestu potrošnje distribuirana proizvodnja postaje sve privlačnija s tačke gledišta operatora sistema, a kroz sisteme podsticaja i korisnicima sistema.

Krajnji kupci prelaze iz pasivne uloge potrošača u aktivnu ulogu kupca-proizvođača koji korišćenjem novih tehnologija mogu upravljati svojom potrošnjom na način da prvenstveno iz svog proizvodnog objekta podmiruju sopstvene potrebe. Ovo za cilj ima uštedu na računima za električnu energiju, ali i manju zavisnost od naponskih prilika u mreži i cena električne energije.

Takođe, kako bi se smanjili negativni uticaji proizvodnje električne energije iz varijabilnih izvora energije koji su sve zastupljeniji i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori (sunce, vetar) potrebno je tražiti što veći oslonac u novim korisnicima sistema kao što su npr. sistemi za skladištenje i agregatori koji mogu značajno pomoći lakšoj integraciji obnovljivih izvora energije u elektroenergetski sistem.

Pored navedenog potrebno je imati u vidu i operatore distributivnih sistema kao zamajce i glavne nosioce energetske tranzicije. Veće učešće distribuiranih izvora dovodi operatore distributivnih sistema pred brojne izazove o kojima će biti reči u nastavku ovog rada. Takođe, biće predložena i rešenja za date izazove, kao i za unapređenja modela kupca-proizvođača kako bi pozitivne efekte imali i sami kupci-proizvođači, ali i snabdevači, operatori sistema, kao i svi ostali korisnici sistema.

2. ZAKONSKI OKVIR

Sekretarijat Energetske zajednice objavio je Smernice za postupanje s kupcima-proizvođačima u februaru 2018. godine [3]. Smernice se, između ostalog, odnose na pravni i regulatorni okvir, ispunjenje kriterijuma vezanih za tehnologiju, šeme sopstvene potrošnje, način obračuna proizvedene i utrošene električne energije i način priključenja na distributivnu mrežu. Republika Srbija i Crna Gora imaju obavezu transponovanja evropskih direktiva, uz aktivnu pomoć Energetske zajednice.

Kupac-proizvođač u Republici Srbiji regulisan je prvi put 2021. godine i to u izmenama i dopunama Zakona o energetici [4], Zakonu o korišćenju obnovljivih izvora energije [5], Zakonu o energetskoj efikasnosti i racionalnoj upotrebi energije [6], Uredbi o kriterijumima, uslovima i načinu obračuna potraživanja i obaveza između kupca – proizvođača i snabdevača [7], Uredbi o uslovima isporuke i snabdevanja električnom energijom [8] i Pravilniku o načinu vođenja registra kupaca - proizvođača priključenih na prenosni, distributivni, odnosno zatvoreni distributivni sistem i metodologiji za procenu proizvedene električne energije u proizvodnom objektu kupca – proizvođača [9]. Kupac-proizvođač je definisan kao krajnji kupac koji je na unutrašnje instalacije priključio sopstveni objekat za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije, pri čemu se proizvedena električna energija koristi za snabdevanje sopstvene potrošnje, a višak proizvedene električne energije predaje u prenosni, distributivni, odnosno zatvoreni distributivni sistem.

U Crnoj Gori Zakonom o energetici [10] kao kupac-proizvođač definisan je krajnji kupac koji za sopstvene potrebe proizvodi električnu energiju iz obnovljivih izvora ili visokoefikasne kogeneracije, sa povremenom predajom viška proizvedene električne energije u distributivni sistem.

Kupci-proizvođači električnu energiju prvenstveno preuzimaju iz sopstvenog proizvodnog objekta. U slučaju kada proizvodnja nije dovoljna da zadovolji potrebe za električnom energijom kupca-proizvođača, električna energija se preuzima iz distributivnog sistema. U slučaju kada je proizvodnja veća od potreba kupca-proizvođača on ima pravo da višak električne energije isporučuje u distributivni sistem ili da ga skladišti i koristi prema potrebi.

2.1 Priključenje kupca-proizvođača na elektroenergetski sistem

Kupci-proizvođači po uslovima za sticanje statusa i načina obračuna u Republici Srbiji dele se na domaćinstva, stambene zajednice i ostale. Proizvodni objekti priključuju se na unutrašnje instalacije kupaca-proizvođača, izuzev u slučaju stambenih zajednica kod kojih se priključuju direktno na distributivni sistem. [4, 5, 7] U Crnoj Gori svi kupci-proizvođači proizvodne objekte priključuju na svoje unutrašnje instalacije. [10]

U Republici Srbiji u cilju priključenja što većeg broja kupaca-proizvođača, kupcima-proizvođačima iz grupe „domaćinstva" i „ostali" sa snagom proizvodnog objekta do 10,8 kW, omogućeno je priključenje na elektroenergetski sistem po pojednostavljenoj proceduri. Ona podrazumeva adaptaciju mernog mesta, proveru tehničkih parametara elektrane i zaključenje ugovora o snabdevanju. Kupci-proizvođači sa snagom proizvodnog objekta od 10,8 kW do 50 kW imaju pravo na delimično pojednostavljenu proceduru koja podrazumeva izradu separata. [5, 7] Ostali kupci-proizvođači sa instalisanom snagom proizvodnog objekta većom od 50 kW i stambene zajednice u Republici Srbiji, kao i svi kupci-proizvođači u Crnoj Gori, nemaju pojednostavljene uslove za priključenje. [5, 7, 10, 11]

I u Republici Srbiji, i u Crnoj Gori na mestu razgraničenja operatora distributivnog sistema i kupca-proizvođača postavlja se napredni dvosmerni merni uređaj sa mogućnostima daljinskog očitavanja i beleženja petnaestominutnih vrednosti. [4, 5, 7, 8, 10, 12, 13] Merni uređaj obavezno ima mogućnost merenja aktivne električne energije u dve tarife, a u slučaju da je snaga veća od 34,5 kW u Crnoj Gori [11], odnosno 43 kW u Republici Srbiji, pored aktivne električne energije vrši se i registrovanje maksimalne snage i reaktivne električne energije [8]. Operator distributivnog sistema meri količinu električne energije koju je kupac-proizvođač preuzeo iz distributivnog sistema, odnosno u njega isporučio. [4, 5, 10]

Da bi se mogla registrovati ukupna proizvedena električna energija kupca - proizvođača, u Crnoj Gori može se ugraditi i dodatni merni uređaj koji će registrovati ukupnu proizvedenu električnu energiju proizvodnog objekta ili se može vršiti procena iste [10], dok se u Republici Srbiji ukupna proizvedena električna energija proračunava po algoritmu koji je definisan propisima. [9]

2.2 Proizvodni objekat kupca-proizvođača

I u Republici Srbiji i u Crnoj Gori potrebno je da proizvodni objekat koji grade krajnji kupci u postupku sticanja statusa kupac-proizvođač proizvodi električnu energiju iz obnovljivih izvora. Pored navedenog, u Crnoj Gori dozvoljeno je da proizvodni objekat bude visokoefikasna kogeneracija. [4, 5, 7, 10]

Maksimalna snaga proizvodnog objekta kupca-proizvođača i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori jednaka je odobrenoj snazi priključka kupca-proizvođača. [5, 7, 10] Pored navedenog, u Republici Srbiji postoje dodatna ograničenja, tj. maksimalna snaga proizvodnog objekta:

- stambene zajednice jednaka je jednovremenoj snazi zajedničke potrošnje i priključaka stanova čiji vlasnici učestvuju u izgradnji zajedničkog proizvodnog objekta,
- ne može biti veća od ekvivalentne snage koja odgovara struji od 10 A, ako priključak na sistem nije trofazni; 10,8 kW ako je kupac - proizvođač domaćinstvo; 150 kW ako kupac - proizvođač nije domaćinstvo. [5, 7]

Do kraja 2023. godine na elektroenergetski sistem Republike Srbije priključeno je ukupno 2.611 kupaca-proizvođača, ukupne instalisane snage proizvodnih objekata 41,5 MW. [14] U Crnoj Gori status kupca-proizvođača steklo je više od 2.000 krajnjih kupaca, ukupne snage preko 20 MW. Svi kupci-proizvođači su izabrali solarnu elektranu za sopstveni proizvodni objekat [14] što je i očekivano zbog relativno niskih troškova investicije, jednostavne tehnologije, minimalnih potreba za održavanjem i malih troškova amortizacije.

2.3 Obračun električne energije za kupca-proizvođača

Svi kupci-proizvođači i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori sa izabranim snabdevačem zaključuju ugovore o potpunom snabdevanju. [5, 7, 10] S obzirom na to snabdevač je dužan da isporučuje kupcu-proizvođaču ukupnu potrebnu količinu električne energije, kao i da otkupljuje višak proizvedene električne energije koji se isporuči u distributivni sistem. Takođe, snabdevač preuzima odgovornost za uređenje pristupa sistemu i balansnu odgovornost za mesta primopredaje kupca-proizvođača koja snabdeva. Ugovor o pristupu zaključuju snabdevač i operator sistema. Operator sistema snabdevaču obračunava pristup sistemu. Balansnu odgovornost snabdevač može urediti zaključenjem ugovora sa operatorom prenosnog sistema i tako postati balansno odgovorna strana, ili preneti balansnu odgovornost na drugu balansno odgovornu stranu. [4, 5, 10, 15, 16]

Obračunski period i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori je po pravilu kalendarski mesec. [17, 18] Operator distributivnog sistema, i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori, na mesečnom nivou prikuplja podatke sa mernih uređaja kupaca-proizvođača o ukupnoj preuzetoj i isporučenoj električnoj energiji i podatke dostavlja snabdevaču koji vrši obračun po principu netovanja [5, 10]. Neto električna energija predstavlja razliku ukupne preuzete i ukupne isporučene električne energije kupca-proizvođača u prenosni, distributivni, odnosno zatvoreni distributivni sistem u toku jednog meseca, utvrđene u kWh na osnovu očitavanja brojila električne energije koja ispunjavaju propisane metrološke zahteve. [5, 7, 10]

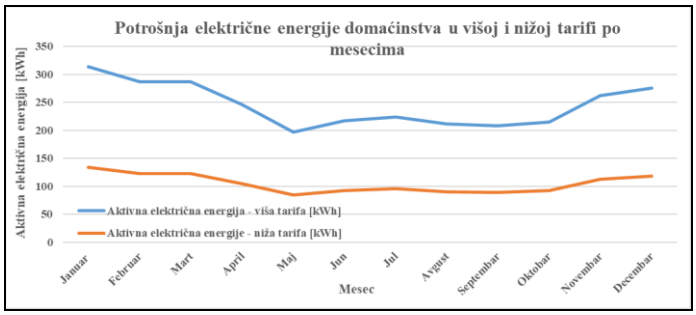
U Republici Srbiji domaćinstva i stambene zajednice sa snabdevačem zaključuju ugovore o potpunom snabdevanju sa neto merenjem, a ostali sa neto obračunom. [5, 7] U Crnoj Gori svi kupci-proizvođači imaju identične uslove obračuna koji odgovaraju neto merenju u Republici Srbiji. [5, 7, 10] Neto merenje je način obračuna neto električne energije, pri kom se viškom isporučene električne energije, u toku jednog obračunskog perioda, umanjuje neto količina električne energije u toku narednog obračunskog perioda. [5, 7] Neto obračun, koji je definisan u Republici Srbiji, je način obračuna neto električne energije, pri kome se vrednost viška predate električne energije, u toku jednog obračunskog perioda, obračunava i naplaćuje na osnovu ugovora između kupca-proizvođača i snabdevača. [5, 7] Neto električna energija i višak električne energije i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori obračunavaju se po vremenima primena tarifa, tj. posebno za višu, posebno za nižu tarifu.[5, 7, 10, 17, 18]

Višak električne energije se obračunava u toku perioda za poravnanje potraživanja i obaveza između kupca-proizvođača i snabdevača koji počinje 01. aprila i završava se 31. marta. [5, 7, 10] 01. aprila višak se svodi na 0 kWh i obračun kreće ispočetka i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori. U Republici Srbiji kupac-proizvođač nema pravo na potraživanja za količinu isporučene električne energije koja je veća od količine preuzete električne energije u periodu za poravnanje potraživanja, tj. predaje je snabdevaču bez naknade [5, 7], dok je u Crnoj Gori snabdevač dužan da taj višak električne energije plati kupcu-proizvođaču po prodajnoj ceni električne energije [10].

3. OBRAČUN ELEKTRIČNE ENERGIJE ZA KUPCE-PROIZVOĐAČE KOJI SU DOMAĆINSTVA

U okviru ovog rada analiziran je položaj kupaca-proizvođača koji su domaćinstva u Republici Srbiji i Crnoj Gori. Ostali kupci-proizvođači slobodno ugovaraju uslove snabdevanja sa svojim snabdevačem, dok su cene za domaćinstva unapred definisane. U Republici Srbiji domaćinstva i mali kupci imaju pravo na garantovano snabdevanje, koje je regulisano i na čije cene [19] regulatorna agencija daje saglasnost i donosi metodologiju za njihovo određivanje [20]. Cene garantovanog snabdevača su značajno niže od tržišnih cena. U Crnoj Gori definisani su različiti tarifni modeli a snabdevači su dužni unapred da objave cene električne energije za domaćinstva [10, 21, 22].

U cilju analize posmatrano je jedno prosečno domaćinstvo, odobrene snage 17,25 kW, koje troši prosečno 350 kWh mesečno, odnosno 4.200 kWh godišnje. Pretpostavljeno je da je raspodela potrošnje domaćinstva po mesecima ista kao raspodela ukupne raspoložive električne energije po mesecima u distributivnom sistemu Republike Srbije [23]. Takođe, pretpostavljeno je da posmatrano domaćinstvo u višoj tarifi troši 70% ukupne električne energije, a 30% u nižoj. Na slici 1 prikazana je potrošnja posmatranog domaćinstva po mesecima.



Slika 1. Potrošnja električne energije posmatranog domaćinstva u višoj i nižoj tarifi po mesecima

Kako bi se videle razlike modela kupca-proizvođača u Crnoj Gori i Republici Srbiji, kao i uštede koje model kupca-proizvođača donosi krajnjim kupcima, prvo su izračunati godišnji troškovi domaćinstva kao krajnjeg kupca, a potom kao kupca-proizvođača.

3.1 Obračun električne energije za domaćinstvo kao krajnjeg kupca i kupca-proizvođača

Domaćinstvima kao krajnjim kupcima obračunava se [17, 18, 20, 22] u:

- Republici Srbiji trošak garantovanog snabdevača (koji je fiksni po mernom mestu), preuzeta električna energija, pristup sistemu (za odobrenu snagu i aktivnu električnu energiju), naknada za unapređenje energetske efikasnosti i naknada za podsticaj povlašćenih proizvođača koje su vezane za potrošnju električne energije, akciza u iznosu od 7,5% i PDV u iznosu od 20%,
- Crnoj Gori preuzeta električna energija, pristup sistemu (angažovanje mrežnog kapaciteta i gubici u mreži koji su vezani za potrošnju električne energije i fiksni deo mrežnog kapaciteta koji je fiksan po mernom mestu), naknada za obnovljive izvore energije samo za potrošnju preko 300 kWh i PDV u iznosu od 21%.

Domaćinstva nakon sticanja statusa kupac-proizvođač po modelu neto merenja obračunava se [17, 18, 20, 22] u:

- Republici Srbiji pristup distributivnom sistemu (za odobrenu snagu i ukupnu preuzetu električnu energiju), naknada za podsticaj povlašćenih proizvođača i naknada za energetsku efikasnost za ukupnu preuzetu električnu energiju, neto električna energija, akciza u iznosu 7,5% i PDV u iznosu 20%.
- Crnoj Gori pristup distributivnom sistemu (za angažovanje distributivnog kapaciteta i gubitke za neto električnu energiju i fiksni deo mrežnog kapaciteta), neto električna energija i naknada za obnovljive izvore za neto električnu energiju veću od 300 kWh i PDV u iznosu 21%.

Iz navedenog može se primetiti da se pristup distributivnom sistemu u Republici Srbiji i Crnoj Gori obračunava na različite načine. Maksimalno odobreni prihod operatora sistema, između ostalog, i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori obuhvata operativne troškove, troškove amortizacije i troškove za nadoknadu gubitaka. Ukupan maksimalno odobreni prihod operatora sistema u Republici Srbiji alocira se na tarife za pristup sistemu što je npr. za

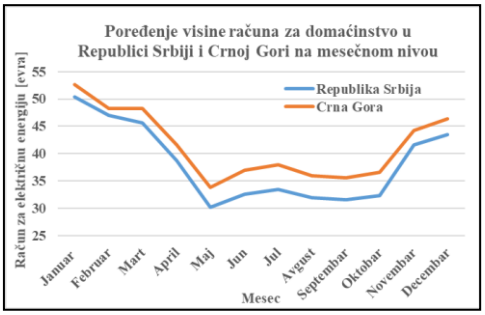
domaćinstva aktivna električna energija i odobrena snaga. U Crnoj Gori maksimalni prihod se takođe alocira na tarife za pristup sistemu s tim što su one podeljene na angažovanje mrežnog kapaciteta i gubitke u mreži koji su vezani za potrošnju električne energije i fiksni deo mrežnog kapaciteta koji je fiksan po mernom mestu. Iako su stavke naknade za pristup distributivnom sistemu različito manifestovane suština je ista u oba sistema. [17, 18]

3.2 Troškovi za električnu energiju domaćinstava kao krajnjih kupaca

Analizirani su troškovi za električnu energiju domaćinstava sa potrošnjom prikazanom na slici 1 u Republici Srbiji i Crnoj Gori. Za proračun u Crnoj Gori korišćene su cene iz osnovnog tarifnog paketa [21, 22] i cene za pristup distributivnom sistemu Crne Gore [24], a za proračun u Republici Srbiji cene garantovanog snabdevača [19, 20] i cene pristupa distributivnom sistemu Republike Srbije [17, 25]. Način obračuna opisan je u poglavlju 3.1.

Na slici 2 prikazana je visina stavki računa za električnu energiju na godišnjem nivou, a na slici 3 prikazana je visina mesečnih računa za posmatrano domaćinstvo u Republici Srbiji i Crnoj Gori. Troškovi su i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori koncipirani na principu utroška električne energije te se po mesecima prate, s tim što su u Crnoj Gori viši na godišnjem nivou za 8,6% (498 evra u Crnoj Gori, 459 evra u Republici Srbiji).

Slika 2. Poređenje stavki računa za električnu energiju za domaćinstva na godišnjem nivou



Slika 3. Poređenje visine računa za električnu energiju po mesecima

Sa slika 2 i 3 može se primetiti da su u Republici Srbiji viši troškovi akcize i PDV i naknada za podsticaj povlašćenih proizvođača i unapređenje energetske efikasnosti, dok su u Crnoj Gori viši troškovi aktivne električne energije i pristupa sistemu. Najznačajnija razlika je u troškovima pristupa sistemu koji su u Republici Srbiji niži za čak 30% u odnosu na Crnu Goru, što je za operatora sistema, kao i za razvoj mreže, upravljanje sistemom, njegovu fleksibilnost i dalju integraciju obnovljivih izvora veoma nepovoljno, dok je za samog kupca-proizvođača to povoljnije.

3.3 Određivanje optimalne snage proizvodnog objekta kupaca-proizvođača koji je domaćinstvo

U postupku sticanja statusa kupac-proizvođač domaćinstvo iz poglavlja 3.2. je u obavezi da izgradi proizvodni objekat. U skladu sa poglavljem 2.2 očekivano je da proizvodni objekat kupaca-proizvođača bude solarna elektrana što je pretpostavljeno i u datom primeru.

Kako je navedeno u poglavlju 2.3, u Crnoj Gori višak koji kupac-proizvođač ima 01. aprila snabdevač plaća po prodajnoj ceni aktivne električne energije, dok kupac-proizvođač u Republici Srbiji višak predaje snabdevaču bez naknade. Upravo zbog toga, u Republici Srbiji je od presudnog značaja za isplativost projekta dobro odrediti optimalnu snagu proizvodnog objekta tj. instalirati objekat koji na godišnjem nivou proizvodi onoliko električne energije koliko kupac-proizvođač potroši na godišnjem nivou u višoj tarifi. [26] Pošto se u Crnoj Gori višak koji preostane 01. aprila kupcu-proizvođaču plaća, optimalna snaga proizvodnog objekta nije od presudnog značaja za isplativost investicije.

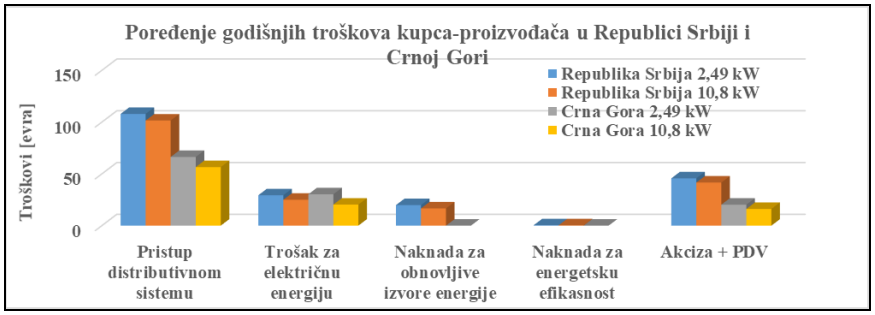
Za proračun optimalne snage proizvodnog objekta posmatranog domaćinstva korišćene su baze podataka programskog paketa PVGIS [27]. U konkretnom slučaju, optimalna snaga solarne elektrane za posmatrano domaćinstvo, koja proizvodi onoliko električne energije koliko kupac-proizvođač potroši u višoj tarifi je 2,49 kW.

U okviru ovog rada izvršen je proračun ušteda za posmatrano domaćinstvo nakon sticanja statusa kupca-proizvođača i to ukoliko je instalisana snaga proizvodnog objekta optimalna tj. 2,49 kW, kao i maksimalno dozvoljena tj. 10,8 kW prema propisima Republike Srbije. [5]

3.4 Analiza troškova, ušteda i prihoda kupaca-proizvođača koji su domaćinstva

U okviru ovog rada analizirani su troškovi za električnu energiju posmatranog domaćinstva nakon sticanja statusa kupca-proizvođača. Način obračuna opisan je u poglavlju 3.1.

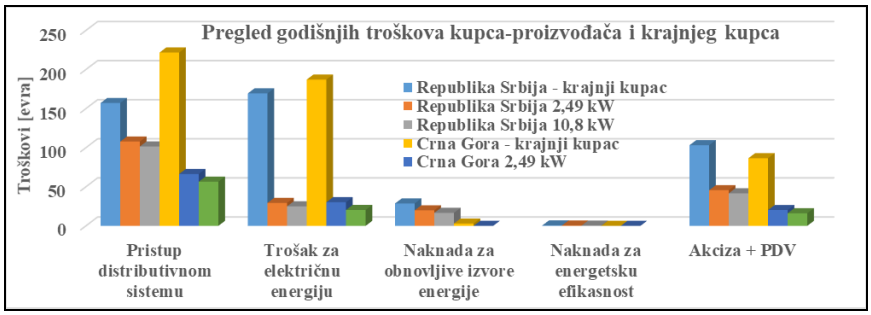
Iz programskog paketa PVGIS preuzeti su satni podaci o proizvodnji predmetnih solarnih elektrana od 2,49 kW i 10,8 kW. Kako bi se izračunala preuzeta i isporučena električna energija pretpostavljeno je da se u objektu kupca-proizvođača potroši ukupna proizvedena električna energija u nižoj tarifi, 40% proizvedene električne energije u višoj tarifi u slučaju proizvodnog objekta optimalne instalisane snage, odnosno 10% u slučaju maksimalne. Ostatak proizvedene električne energije se isporučuje u distributivni sistem. Na osnovu podataka o preuzetoj i isporučenoj električnoj energiji izvršen je proračun troškova kupca-proizvođača sa solarnom elektranom instalisane snage 2,49 kW, odnosno 10,8 kW, u Republici Srbiji i Crnoj Gori. Rezultati su prikazani na slici 4.



Slika 4. Poređenje troškova kupca-proizvođača koji je domaćinstvo, sa proizvodnim objektom instalisane snage 2,49 kW, odnosno 10,8 kW, u Republici Srbiji i Crnoj Gori

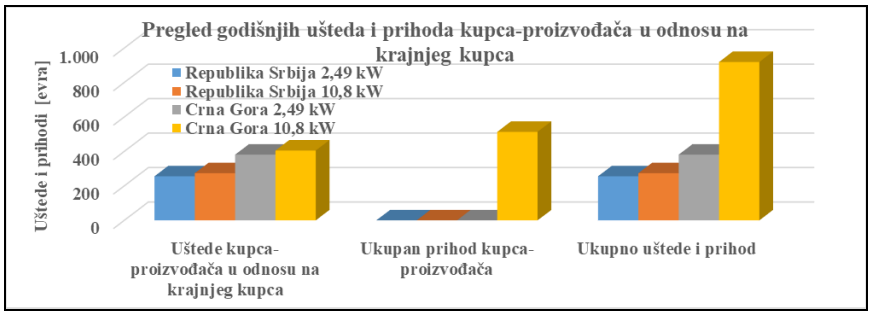
Sa slike 4 može se primetiti da je trošak kupca-proizvođača sa solarnom elektranom instalisane snage 10,8 kW tek neznatno niži od troškova kupca-proizvođača sa solarnom elektranom instalisane snage 2,49 kW tj. za 8% manji u Republici Srbiji, odnosno 20% u Crnoj Gori. Navedeno je posledica činjenice da se, usled relativno male potrošnje električne energije posmatranog domaćinstva, u oba slučaja približno ista količina proizvedene električne energije potroši u objektu kupca-proizvođača, dok se ostatak isporuči u distributivni sistem. Najveća razlika u troškovima javlja se u nižoj tarifi, jer elektrana od 10,8 kW proizvede više električne energije te je samim tim i neto električna energija u nižoj tarifi manja nego u slučaju elektrane od 2,49 kW. Smanjenje troškova je izraženije u Crnoj Gori jer je odnos između cena više i niže tarife 1:2 dok je u Republici Srbiji 1:4 te značajno manje utiče na smanjenje troškova. [19, 21, 24, 25] Takođe, kako je objašnjeno u poglavlju 3.1, u Republici Srbiji naknada za pristup sistemu se obračunava na kompletnu preuzetu električnu energiju, dok se u Crnoj Gori obračunava na neto električnu energiju te postoji značajno smanjenje troškova i po ovom osnovu.

Kako bi se odredile uštede koje sticanje statusa kupac-proizvođač donosi krajnjem kupcu koji je domaćinstvo na slici 5 prikazani su troškovi domaćinstva kao krajnjeg kupca i kupca-proizvođača sa proizvodnim objektom od 2,49 kW i 10,8 kW. Može se primetiti da su po pitanju naknada za pristup sistemu i naknada za obnovljive izvore značajnije uštede u Crnoj Gori što je i očekivano jer se navedene naknade obračunavaju na neto električnu energiju a ne na celokupnu kao što je to slučaj u Republici Srbiji. Što se tiče troškova za električnu energiju oni su značajno smanjeni i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori, u odnosu na period pre sticanja statusa. Kao posledica prethodno iznetog, smanjenje poreza je izraženije u Crnoj Gori u odnosu na Republiku Srbiju jer je i celokupan račun manji. Smanjenje troškova sticanjem statusa kupac-proizvođač u odnosu na krajnjeg kupca u Republici Srbiji je oko 55% u slučaju proizvodnog objekta snage 2,49 kW, odnosno 60% u slučaju snage 10,8 kW, dok je smanjenje u Crnoj Gori 75%, odnosno 80%.



Slika 5. Poređenje troškova krajnjeg kupca i kupca-proizvođača koji je domaćinstvo, sa proizvodnim objektom instalisane snage 2,49 kW, odnosno 10,8 kW, u Republici Srbiji i Crnoj Gori

Međutim, najveća razlika se javlja upravo po pitanju viška električne energije. Višak nakon 01. aprila se u Crnoj Gori plaća kupcu-proizvođaču po prodajnoj ceni električne energije dok se u Republici Srbiji predaje snabdevaču bez naknade. U slučaju elektrane od 2,49 kW ne postoji višak, što je optimalno po propisima u Republici Srbiji. U slučaju elektrane od 10,8 kW postoji višak u višoj tarifi od 9.798 kWh. Na slici 6 prikazane su ukupne godišnje uštede domaćinstva nakon sticanja statusa kupac-proizvođač u slučaju elektrane od 2,49 kW i 10,8 kW u odnosu na period pre sticanja statusa, kao i prihodi od viška električne energije u oba slučaja.



Slika 6. Pregled godišnjih ušteda i prihoda kupca-proizvođača u odnosu na krajnjeg kupca

Ukoliko se pretpostavi da je vrednost investicije za elektranu od 2,49 kW oko 2.200 evra, a od 10,8 kW oko 9.700 evra period povrata investicije u Republici Srbiji za elektranu od 2,49 kW je oko 8,5 godina, a u Crnoj Gori oko 6 godina, dok je za elektranu od 10,8 kW period povrata u Republici Srbiji 35 godina, a u Crnoj Gori oko 10 godina. Imajući u vidu da je životni vek elektrane oko 25 godina, uštede i prihodi nakon perioda povrata investicije u Republici Srbiji za elektranu od 2,49 kW su oko 4.000 evra, u Crnoj Gori oko 7.000 evra, dok su za elektranu od 10,8 kW u Crnoj Gori oko 13.000 evra. U Republici Srbiji predmetna elektrana od 10,8 kW je potpuno neisplativa jer je period otplate duži od životnog veka elektrane.

4. MOGUĆNOSTI ZA UNAPREĐENJE MODELA KUPCA-PROIZVOĐAČA U REPUBLICI SRBIJI I CRNOJ GORI

Kao što se može videti iz poglavlja 3 za domaćinstva kao krajnje kupce obračun električne energije je veoma sličan i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori s tim što su cene nešto više u Crnoj Gori, a naročito za pristup distributivnom sistemu. Veći troškovi pristupa sistemu su sasvim opravdani s obzirom na ulogu operatora distributivnog sistema u energetskoj tranziciji.

Što se tiče obračuna kupcima-proizvođačima i on je sličan, izvodi se putem neto merenja, ali ipak postoje bitne razlike u smislu povoljnijih uslova za kupce-proizvođače u Crnoj Gori u odnosu na Republiku Srbiju, koji se pre svega ogledaju u sledećem:

- višak na 01. april se plaća kupcu-proizvođaču po prodajnoj ceni,
- pristup sistemu se naplaćuje samo za neto električnu energiju,
- naknada za energetsku efikasnost ne postoji, a naknada za obnovljive izvore se plaća na neto električnu energiju i to tek za veću od 300 kWh.

Navedeno značajno smanjuje period otplate proizvodnog objekta, donosi veće uštede krajnjim kupcima koji se odluče da steknu status kupca-proizvođača, a takođe motiviše krajnje kupce da instaliraju proizvodne objekte veće instalisane snage u cilju veće uštede i dodatnih prihoda što za posledicu ima bržu promenu energetskog miksa i ubrzanje energetske tranzicije.

Nasuprot tome, kako je opisano u delu 2.1, kupci-proizvođači u Crnoj Gori imaju značajno komplikovanije uslove za priključenje na distributivni sistem od kupaca-proizvođača u Republici Srbiji. Autori stoga predlažu analizu propisa i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori u smeru olakšavanja procedura priključenja.

U Republici Srbiji definisano je da kupci-proizvođači imaju prioritetni pristup distributivnom sistemu i nemaju pravo na fid-in tarifu, garancije porekla i druge mehanizme podsticaja [4, 5] što bi bilo celishodno navesti u budućim propisima Crne Gore.

Uvođenje instituta kupac-proizvođač može doneti brojne izazove operatorima distributivnog sistema u obe države, a koji su vezani za kapacitete i stanje distributivne mreže, među kojima su i promena tokova snaga, otežano upravljanje sistemom, povećani gubici, potrebe za intenzivnim razvojem elektroenergetskog sistema i tržišta električne energije, investicijama u modernizaciju i automatizaciju mreže i dodatnim balansnim kapacitetima. Navedeno je posledica varijabilnog karaktera proizvodnje iz sunca i vetra što može stvoriti tehničke probleme na mreži među kojima su i naponske neprilike u sistemu i veliki upliv električne energije u trenucima kada su uslovi za proizvodnju najpovoljniji. S obzirom na navedeno neophodno je dužnu pažnju i sredstva usmeriti na operatora distributivnog sistema kako bi distributivni elektroenergetski sistem bio u mogućnosti da bude pokretač, a ne kočnica energetske tranzicije. Dodatno, neophodno je što pre oživeti tržište pomoćnih usluga [28] koje će omogućiti lakšu integraciju obnovljivih izvora u elektroenergetski sistem.

Neophodno je u budućnosti pronalaziti unapređene modele za obračun pristupa kako bi operator sistema mogao optimalno da se nosi sa izazovima koje sa sobom nosi energetska tranzicija. Pre svega predlaže se uvođenje G komponente u obračun tarifa za pristup distributivnom sistemu u Republici Srbiji, koje u Crnoj Gori postoje. [24] Pored toga, kako bi se zaštitio distributivni sistem potrebno je, i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori, razmotriti

upotrebu dinamičkih tarifa [29] kojima bi se implicitno upravljalo potrošnjom i proizvodnjom. Povoljnijim cenama promovisala bi se potrošnja električne energije u periodima kada je distributivni sistem manje opterećen, a skupljim cenama podsticala štednja električne energije u periodima kada je sistem veoma opterećen, odnosno stimulisala veća proizvodnja u tim periodima.

Sa istim ciljem, predlaže se preciziranje maksimalno dozvoljene snage proizvodnih objekata kupaca-proizvođača u Crnoj Gori (npr. 150 kW kao što je slučaj u Republici Srbiji [5]) kako ne bi ugrožavali rad sistema i poslovanje snabdevača npr. promenama opterećenja i naponskih prilika u sistemu i velikim troškovima debalansa za snabdevača usled iznenadnih promena u proizvodnji i potrošnji. Predlaže se da se u propisima Crne Gore, u cilju zaštite distributivnog sistema, definišu razlike između neto obračuna i neto merenja i ko i pod kojim uslovima može da koristi koji model. Takođe, predlaže se da se u Republici Srbiji izmeni regulativa u smislu plaćanja kupcu-proizvođaču viška električne energije na 01. april, kao i obračuna pristupa sistemu i naknada i poreza samo na neto električnu energiju.

Pored navedenog, predlaže se analiza koncepta viška električne energije za kupce-proizvođače tako da se višak ne prenosi po tarifama u kojim nastaje već da se npr. dve trećine viška prenose u nižu tarifu a jedna trećina u višu tarifu. Navedeno će kupcima-proizvođačima doneti mogućnost većih ušteda u nižoj tarifi, a takođe neće podsticati potrošnju u višoj tarifi u zimskom periodu kada je distributivni sistem inače jako opterećen.

Takođe, predlaže se razvoj modela obračuna koji bi motivisao kupce-proizvođače da što više električne energije koju proizvedu sami i potroše kako bi što manje opterećivali distributivni sistem i bili što nezavisniji [30]. Navedeno naročito dobija na značaju usled značajnog povećanja cena električne energije što bitno povećava uštede na troškovima za električnu energiju. Pored navedenog, potrebno je regulativom i subvencijama podsticati i lokalne samouprave i građane da pokreću različite vidove udruživanja npr. u zajednice obnovljivih izvora [31], energetske zadruge, kao i agregatore [32] jer se energetska tranzicija može sprovesti isključivo ukoliko se svaki pojedinac savesno, u skladu sa svojim finansijskim i operativnim mogućnostima, uključi u njeno sprovođenje.

5. ZAKLJUČAK

Usled sve izraženijih posledica zagađenja životne sredine nameće se zaključak da je energetska tranzicija sa tradicionalnih izvora energije na obnovljive neophodna. Prema dosadašnjim istraživanjima Republika Srbija i Crna Gora poseduju značajne resurse obnovljivih izvora energije. Danas, zahvaljujući znatnom smanjenju troškova tehnologije i povećanju cena električne energije, potrošači su motivisani da postanu aktivni učesnici energetske tranzicije kroz različite zakonski prepoznate koncepte kao što su kupac-proizvođač, zajednice obnovljivih izvora ili agregatori, i to ne samo zbog zaštite životne sredine već i zbog uštede na troškovima za električnu energiju.

Pored aktiviranja svakog pojedinca u energetskoj tranziciji neophodno je brinuti i o elektroenergetskom sistemu kako bi mogao da podrži neminovne promene. Operatori sistema imaju ulogu da obezbede sigurnu i pouzdanu distribuciju električne energije i da garantuju rad i sigurnost distributivnog sistema. Zbog toga je neophodno voditi računa o potrebnim investicijama u elektroenergetsku infrastrukturu, kao i o budućim zakonskim rešenjima vezanim za nove učenike na tržištu kako bi doprinosili energetskoj tranziciji uz što manje negativnih posledica po sistem.

LITERATURA

[1] Godišnji izveštaj o nacionalnom rezidualnom miksu za Srbiju za 2022. godinu, EMS AD, https://ems.rs/wp-content/uploads/2023/06/Godisnji-izvestaj-o-nacionalnom-rezidualnom-miksu-2022.pdf, [pristupljeno 13.03.2024]
[2] Godišnji izveštaj o nacionalnom rezidualnom miksu Crne Gore za 2022. godinu, COTEE DOO, https://cotee.me/wp-content/uploads/2021/09/Godisnji-izvjestaj-o-NRM-za-2022.-g.pdf, [pristupljeno 13.03.2024]
[3] Policy Guidelines by the Energy Community Secretariat on the Grid Integration of Prosumers, PG 01/2018/5 Feb 2018
[4] Zakon o energetici ("Sl. glasnik RS", br. 145/2014, 95/2018 - dr. zakon i 40/2021)
[5] Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije ("Službeni glasnik RS", br. 40/21 i 35/2023)
[6] Zakon o energetskoj efikasnosti i racionalnoj upotrebi energije ("Službeni glasnik RS", br. 40/21)
[7] Uredba o kriterijumima, uslovima i načinu obračuna potraživanja i obaveza između kupca – proizvođača i snabdevača ("Službeni glasnik RS", br. 83/2021 od 27.8.2021. godine)
[8] Uredba o uslovima isporuke i snabdevanja električnom energijom ("Sl. glasnik RS", br. 84/2023)
[9] Pravilnik o načinu vođenja Registra kupaca – proizvođača priključenih na prenosni, distributivni, odnosno zatvoreni distributivni sistem i metodologiji za procenu proizvedene električne energije u proizvodnom objektu kupca – proizvođača („Službeni glasnik RS“, broj 33 od 11. marta 2022. godine)
[10] Zakon o energetici ("Službeni list Crne Gore", br. 005/16 od 20.01.2016, 051/17 od 03.08.2017, 082/20 od 06.08.2020, 029/22 od 18.03.2022 i 152/22 od 30.12.2022)

[11] Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije ("Službeni list Crne Gore", br. 072/22 od 11.07.2022)
[12] Funkcionalni zahtevi i tehničke specifikacije AMI/MDM sistema, sveska 1, Tehničke specifikacije brojila električne energije i komunikacionih uređaja, verzija 4.0, Usvojeno na Stručnom savetu EPS Distribucije, Beograd, 07.02.2019. godine, dostupno na: https://elektrodistribucija.rs/interni_standardi/pravila/Specifikacija_verzija%204.0_Sveska_1_Usvojeno_na_TSS_EPSD_07022019_objaviti.pdf, [pristupljeno 13.03.2024]
[13] Nova multifunkcionalna brojila, https://cedis.me/nova-multifunkcionalna-brojila/, [pristupljeno 13.03.2024]
[14] Registar kupaca-proizvođača, Elektrodistribucija Srbije: http://edbnabavke.edb.rs/registar_kupaca/DOMACINSTVA/DOMACINSTVA.pdf, http://edbnabavke.edb.rs/registar_kupaca/STAMBENA_ZAJEDNICA/STAMBENA_ZAJEDNICA.pdf, http://edbnabavke.edb.rs/registar_kupaca/OSTALI_KP/OSTALI_KP.pdf, [pristupljeno 13.03.2024]
[15] Pravila o radu tržišta električne energije, novembar 2022. godine https://ems.rs/wp-content/uploads/2022/12/Pravila-o-radu-trzista-elektricn-1.pdf , [pristupljeno 13.03.2024]
[16] Tržišna pravila Crna Gora ("Službeni list CG", br. 025/19 od 30.04.2019)
[17] Metodologija za određivanje cena pristupa sistemu za distribuciju električne energije („Službeni glasnik RS“, broj 105/12), http://aers.rs/FILES/Metodologije/2012-10-31%20Metodologija%20distribucija%20EE%20SG%20105-12.pdf , [pristupljeno 13.03.2024]
[18] Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije ("Službeni list Crne Gore", broj 71/2022 od 08.07.2022. godine), [pristupljeno 13.03.2024]
[19] Cena električne energije za garantovano snabdevanje, https://www.aers.rs/FILES/Odluke/OCenama/20230926_Odluka%20o%20regulisanoj%20ceni.pdf, [pristupljeno 13.03.2024]
[20] Metodologija za određivanje cene električne energije za javno snabdevanje. http://aers.rs/FILES/Metodologije/2014-08-08_Metodologija%20javno%20snabdevanje%20EE%20SG%2084-14.pdf [pristupljeno 13.03.2024]
[21] Cene snabdevanja za domaćinstva u Crnoj Gori https://www.epcg.com/sites/admin.epcg.com/files/multimedia/main_pages/files/2021/10/cijene_za_snabdijevanje_krajnjih_kupaca_elektricne_energije_prikljucenih_na_distributivni_sistem_2.pdf , [pristupljeno 13.03.2024]
[22] Pravilnik o tarifama za električnu energiju Pravilnik je objavljen u "Službenom listu RCG", br. 47/2005, 50/2005, 42/2007, "Službenom listu CG", br. 6/2007 i 54/2009.
[23] Godišnji izveštaj Elektrodistribucije Srbije za 2022. godinu, https://elektrodistribucija.rs/o-nama/informacije/dokumenta/GI_2022.pdf , [pristupljeno 13.03.2024]
[24] Odluka o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije za 2024. i 2025. godinu, https://regagen.co.me/wp-content/uploads/2023/11/2023.11.28_CEDIS_Odluka-RDP-i-cijene-za-2024.-i-2025-1.pdf, [pristupljeno 13.03.2024]
[25] Cena pristupa sistemu za distribuciju električne energije https://www.aers.rs/FILES/Odluke/OCenama/2021-10-01_ED%20Cenovnik%20-%20distribucija.pdf [pristupljeno 13.03.2024]
[26] D. Grujić, M. Kuzman, “Modeli korišćenja električne energije kupaca-proizvođača”, Energija, ekonomija, ekologija, 2022, god. XXIV, br. 1, str. 8-16.
[27] Climate online baze podataka PVGIS, https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/ [pristupljeno 13.03.2024. godine]
[28] Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU
[29] Dynamic network tariffs - an opportunity for the energy transition, November, 2023, CIRED
[30] D. Grujić, M. Kuzman, Ž. Đurišić, NOVI MODEL OBRAČUNA ELEKTRIČNE ENERGIJE KUPACA-PROIZVOĐAČA, Energija, ekonomija, ekologija, 2023, god. XXV, br. 2, doi: 10.46793/EEE23-2.57G
[31] M. Kuzman, D. Grujić, ULOGA ZAJEDNICA OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE U ENERGETSKOJ TRANZICIJI, Energija, ekonomija, ekologija, 2023, god. XXV, br. 1, doi: 10.46793/EEE23-1.40K
[32] D. Grujić, M. Kuzman, ULOGA AGREGATORA U RAZVOJU TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE, Electric Power Industry Journal, Vol. 1 (2023) No. 1, Article 2 (p. 15–29), doi: https://doi.org/10.18485/epij.2023.1.1.2

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R6-12

ENERGETSKI PORTFOLIO SRBIJE SA GLEDIŠTA ENERGIJE IZ OIE PREUZETE IZ DOS I NA VN MREŽI SRBIJE

THE ENERGY PORTFOLIO OF SERBIA FROM THE POINT OF VIEW OF ENERGY FROM RES TAKEN FROM DOS AND ON THE HV NETWORK OF SERBIA

VLADIMIR GRUJIĆ, Elektromreža Srbije ad, Beograd, Republika Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Svedoci smo sve većeg uticaja Obnovljivih izvora energije u energetskim sistemima u Svetu i Evropi. Takav trend nije zaobisao ni Republiku Srbiju ni njenu kompaniju "Elektromreza Srbije a.d", Operatora prenosnog sistema. U radu će biti obradjena statistika uvećanja proizvodnje elektricne energije iz OIE sa aspekta energije preuzete iz DOSa i vetro generatora na VN mreži. Bilans proizvodnje se prikazuje u "Izvestaju o protocima" električne energije na prenosnoj mreži Srbije gde se može videti rast OIE koji sve više utiče na Energetski portfolo Srbije. Statistika se prati od 2018.godina kada se u bilansima protoka električne energije prvi put javlja stavka OIE.

Ključne reči : OIE-Obnovljivi izvori energije, DSO-operator distributivnog sistema, TSO-operator prenosnog sistema, Izvestaj o protocima, Energetski portfolo Srbije

ABSTRACT

We are witnessing the growing influence of renewable energy sources in energy systems in the world and Europe. Such a trend has not bypassed the Republic of Serbia - its company "Elektromreza Srbije a.d", the Transmission System Operator. The paper will deal with the statistics of the increase in the production of electricity from RES from the aspect of energy taken from DIS and wind generators on the HV network. The balance of production is shown in the "Report of flows" of electricity on the transmission network of Serbia, where you can see the growth of RES, which is increasingly influencing the Energy Portfolio of Serbia. The statistics have been monitored since 2018, when the RES item first appears in the electricity flow balances.

Key words: RES-renewable energy sources, DSO-distribution system operator, TSO-transmission system operator, Report of flows, Energy Portfolio of Serbia

VLADIMIR GRUJIĆ, Elektromreža Srbije ad, Beograd, Republika Srbija,
e-mail : vladimir.grujic@ems.rs

1. UVOD

Pod pojmom pristupa sistemu za prenos električne energije podrazumeva se korišćenje sistema za prenos električne energije od strane energetskih subjekata priključenih na energetski sistem u cilju predaje i preuzimanja električne energije. Usluga pristupa sistemu za prenos električne energije je uslugu koju AD Elektromreža Srbije kao operator prenosnog sistema pruža energetskim subjektima priključenim na prenosni sistem, i na osnovu koje ostvaruje prihod. Uslovi i način utvrđivanja maksimalno odobrenog prihoda AD Elektromreža Srbije se uređuju Metodologijom za određivanje cene pristupa sistemu za prenos električne energije koju donosi Agencija za energetiku RS, i na osnovu koje AD Elektromreža Srbije predlaže cene pristupa sistemu za prenos električne energije.
Ono sto je zanimljivo i sto je trend u čitavoj Evropi i naravno Republici Srbiji jesu Obnovljivi izvori energije koji se pojavljaju sve vise ne energetskoj mreži. Energetski paket („Clean Energy Package for All“ – „Paket čiste energije za sve“) je doprineo za takvo usmerenje u proizvodnji „čiste električne energije“. U obračunu tarife tj.

obračunu pristupa za prenos električne energije početkom 2018.godine pojavljuju se stavke „električna energija preuzeta iz distributivnih sistema“ i „proizvodnja iz OIE na visoko naponskoj mreži Srbije“. Na osnovu uticaja OIE bitno se menja energetski portfolio Srbije u pogledu proizvodnje električne energije i težnja za budušnošću kao klima neuralnom zemljom tj. proizvodjom od 100% zelene energije. U obračunu tarife to se može najbolje primetiti kao statistika stalnog rasta OIE i sve većeg procentualnog učešća u proizvodnji. Ono sto je dominatno na VN-mreži jesu vetro parkovi - VP dok stavka „električna energija preuzeta iz distributivnih sistema“ posmatra se kao „blok“ ulaz u energetski portfolio. Iz distributivnog sistema energija dolazi pretežno iz mini hidro elektrana i solarnih elektrana koje su u porastu i nešto iz biomasa. U statistici ova stavka se tretira kao električna energija preuzeta iz DSO-sistema.

2. ENERGIJA IZ SNAGE VETRA

Potencijal i razvoj energije iz vetra tj. izgradnja vetro parkova-VP u Srbiji počinje od 2016 godine. Tada na energetskoj mreži Srbije počinje sa korišćenjem snage vetra i integracijom takve energije u sistem. Nastaju u nizu pa sve do dodanas vetroparkovi (Čibuk 1, Kovačica, Alibunar ,Košava i najmlađa Krivača), koji su finansirani kreditima međunarodnih finansijskih institucija i komercijalnih banaka. To je već preporukal brojnim investitorima da dođu u Srbiju i da istraže lokacije za buduće vetroparkove. Pored područja gde je izražena košava u Južnog Banata, gde se nalaze svi izgrađeni vetroparkovi, potencijali energije vetra nalaze se u istočnoj Srbiji, kao i na području Zlatibora i Pešterske visoravni. Potencijal vetra u Republici Srbiji prikazan je na slici 1.

2.1. VP – na visokonaponskoj mreži Srbije

Na visokonaponskoj mreži Srbije trenutno postoje pet VP koji su integrisani u proizvodnji električne energije od kojih je najmlađa VP Krivača koja je počela sa radom krajem 2023.godine. Zahvaljujući daljinskom očitavanju mernih podataka i smart brojilima podaci su dostupni u 15min rezoluciji. Komunikacija je ostvarena brzom

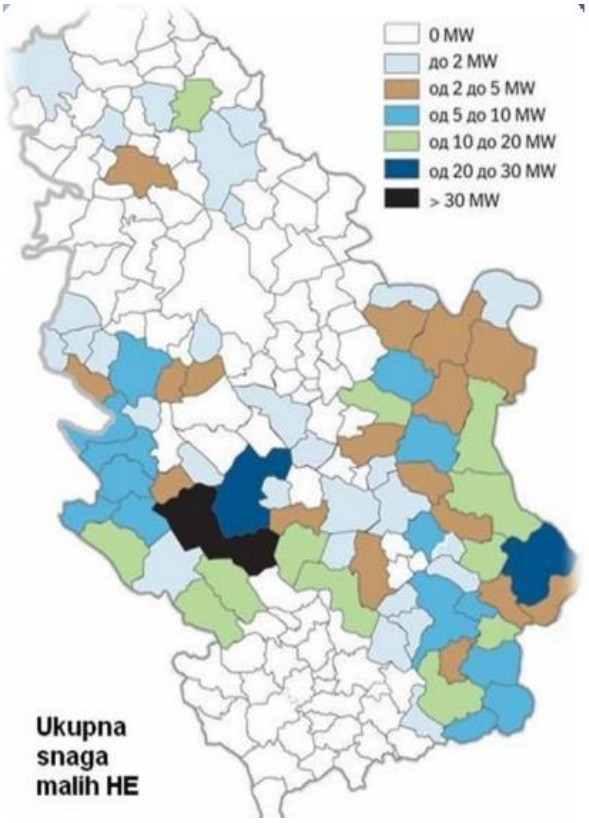
optičkom mrežom koju poseduje svaki od vetro parkova. Broj verrenjača u svakom vetro parku i istalisana snaga prikazana je u Tabeli .1. U narednom periodu očekuju se i proširenja i pojavljivanje novih vetro parkova.

NAZIV VP	VP Alibunar	VP Kovačica	VP Čibuk 1	VP Košava	VP Krivača
Broj vetrenjača	**21**	**38**	**57**	**39**	**22**
Instalisana Snaga (MW)	**42**	**104,5**	**158**	**128,7**	**105,6**

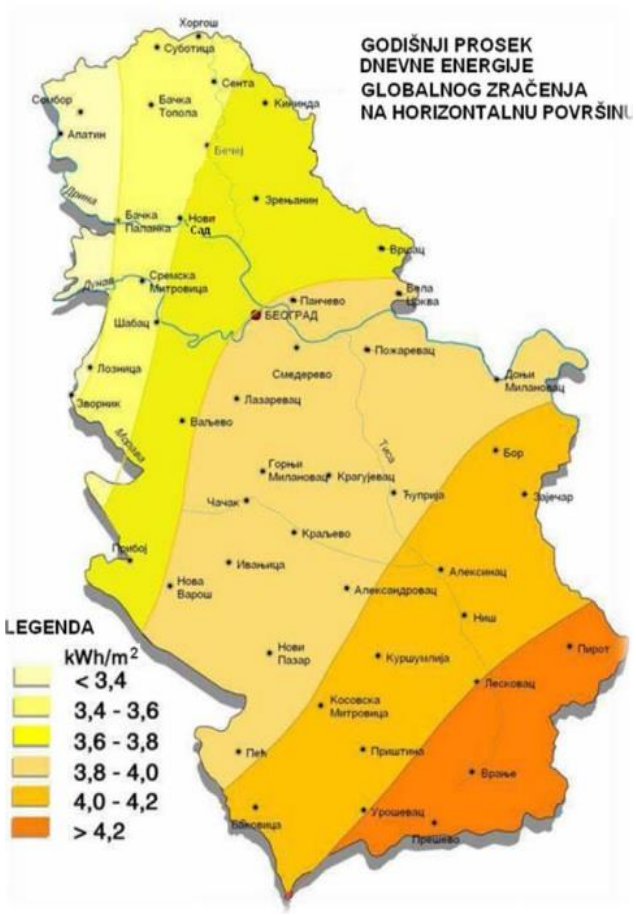
Tabela 1. Broj vetrenjača i isalisana snaga VP

3. ELEKTRIČNA ENERGIJA PREUZETA IZ DOS-sistema

Sa gledišta VN mreže energija proizvedena iz distributivnog sistema posmatra se blokovski. U sistemu daljinskog očitavanja u trafostanicama TS na koje su prikačene OIE iz distributivnog sistema, postavljena su dvosmerna smart brojila koja naravno mere proizvodnju i to je dogoveoreno smer A-(proizvodnja). Broj tih trafo stanica na VN na koje se priključuju DIS-sistemi je u stalnom porastu. To su sledece trafostanice: TS Alibunar, TS Atenica, TS Bosilegrad, TS Doljevac, TS Kanjiža, TS Kopaonik, TS Kula, TS Kuršumlija, TS Lapovo, TS Leskovac 2, TS Nova Varoš, TS Novi Sad 4, TS Novi Sad 5, TS Novi Sad 2 i 9, TS Raška, dalekovodi za HE Potpeć, TS Srbobran i TS Vršac 1. Najvise energije iz DIS-sistema potice od solarnih izvora SI i malih hidroelektrana MHE. MHE su energetski objekti snage do 10 MW i spadaju u kategoriju povlašćenih proizvođača energije. Potencijalno iz ovog resursa moguće je proizvoditi oko 4,7% ukupne ele.energije Srbije. Sto se tiče SI instalacioni kapacitet je oko 2000MW a veliki broj sunčanih sati zahvata više od 50% povrsine Srbije. Mape SI i MHE kao i njihovi potencijali prikazane su na sledećim slikama.



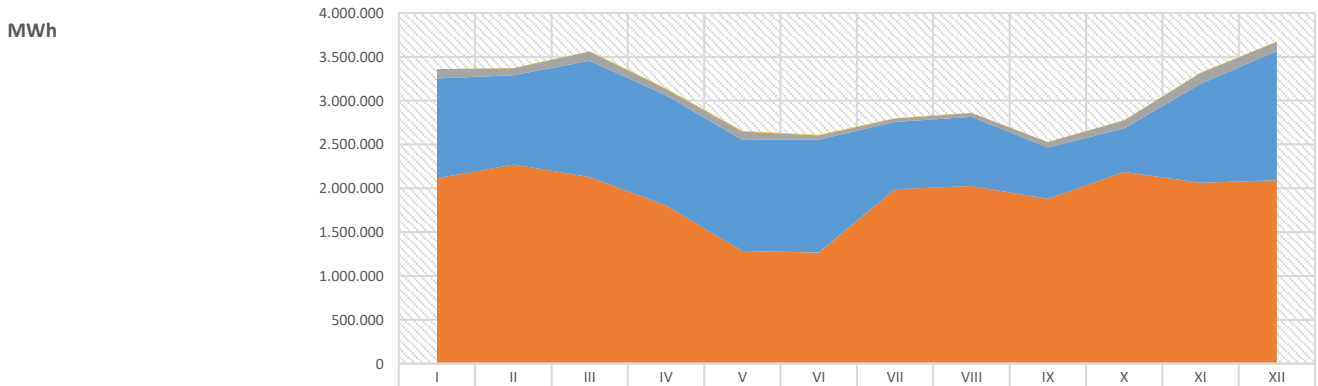
Slika 2. Potencijal minihidro elektrana MHE



Slika 3. Potencijal solarnih izvora SI

4. ENERGETSKI PORTFOLIO SRBIJE SA ASPEKTA ENERGIJE IZ OIE

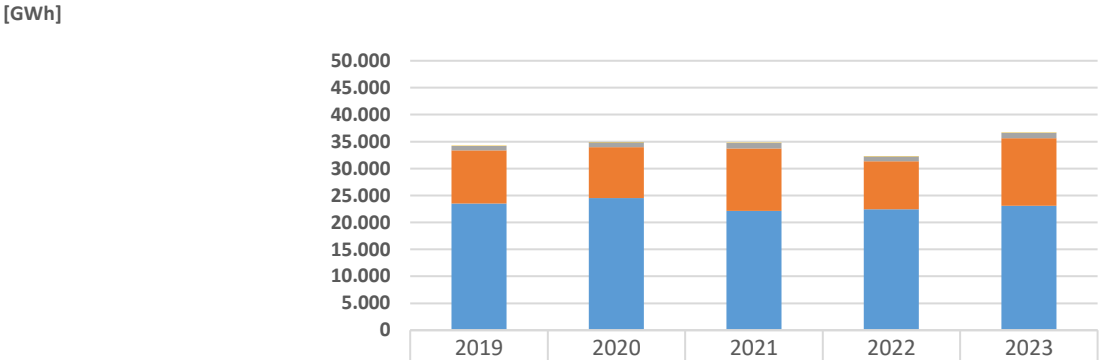
Cifre proizvodnje električne energije iz OI kako preuzete iz DOS sistema tako i na VN mreži iz VP je iz godine u godinu sve veći. Potencijali u pogledu OI energije su prepoznati u Srbiji i taj trend se nastavlja. Ovde će se jasno prikazati statistički napredak od 2018.godine kroz tabele i grafikone. U Tabeli 2. je prikazan energetski portfolio Srbije za 2023.godinu po mesecima. Vidi se da je pik energije potisnute iz DOS sistema bio u junu mesecu 9.093 MWh a VP na VN mreži Srbije bio je u novembru 124.380 MWh. Na grafiku 1. prikazan je procentualni udeo OI u ukupnom portfoliju Srbije. On je iznosi 2,69%. tj. 985.261 MWh iz vetro parkova i 44.192 MWh iz energije potisnute iz distributivnih sistema.



	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Електрична енергија потиснута из дистрибутивног система	946	1.162	3.136	6.325	8.071	9.093	3.831	1.121	701	1.249	4.290	4.267
Производња из обновљивих извора ел.енергије (2,69%)	106.574	82.683	104.718	74.721	96.566	47.491	40.743	43.434	64.044	94.221	124.380	105.686
Хидроелектране (34,20%)	1.139.454	1.016.774	1.326.180	1.255.003	1.264.862	1.286.996	767.358	789.201	585.305	493.998	1.128.628	1.471.893
Термоелектране (63,11%)	2.112.507	2.272.049	2.129.326	1.803.329	1.285.963	1.268.266	1.990.373	2.027.457	1.878.783	2.188.458	2.061.151	2.093.275

Grafik 1. Energetski portfolio u procentima (%) za 2023.god.

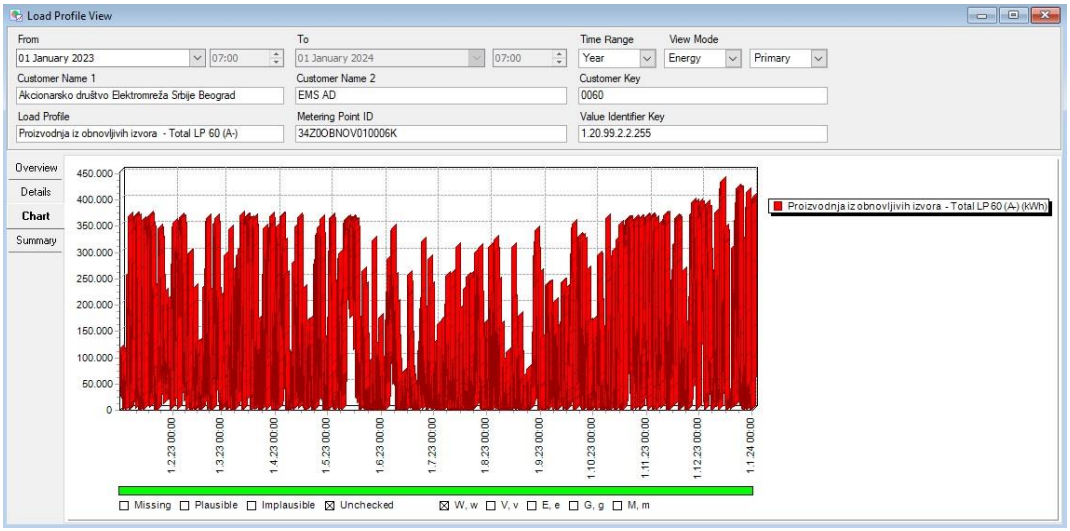
U Tabeli 3. Prikazan je period od 5.godina i satistika količina proizvedene električne energije iz OI energije. Lako se može primetiti da je energija potisnuta iz DOS sistema u konstatnom porastu i poredeći 2023.god i 2022.god. da je nešto više nego udvostručena (2023 je 44 GWh a 2022.god 21 GWh). VP su takođe u porastu a može se videti da je najveća proizvodnja bila 2021.god 1.004 GWh.



	2019	2020	2021	2022	2023
Електрична енергија потиснута из дистрибутивног система	5	12	10	21	44
Производња из обновљивих извора ел.енергије	830	905	1.004	876	985
Хидроелектране	9.884	9.419	11.587	8.893	12.526
Термоелектране	23.506	24.524	22.168	22.472	23.111

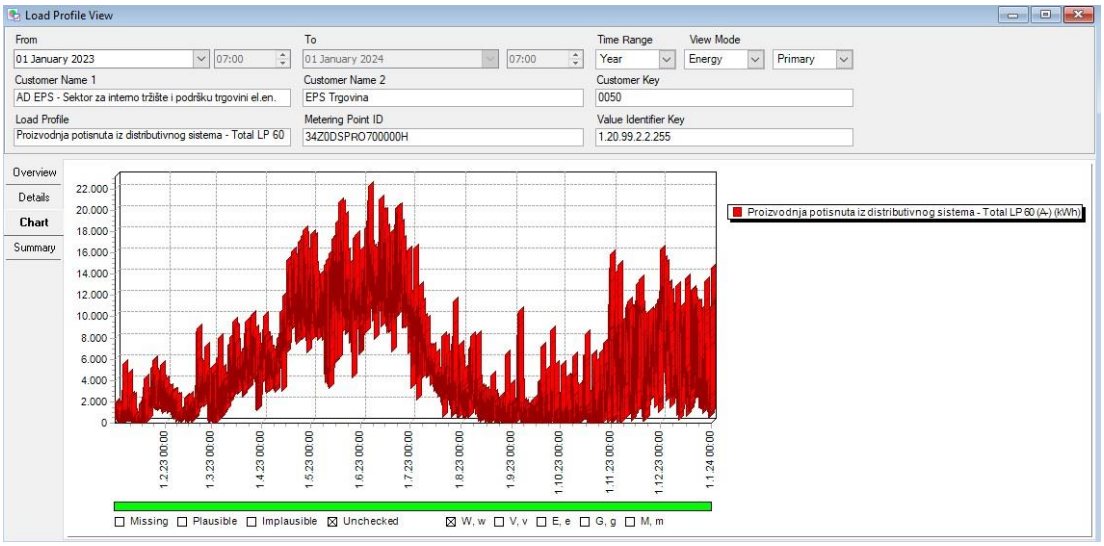
Tabela 3. Statistika proizvodnje električne energije u poslednjih 5 godina

U sistemu za daljinsko očitavanje električne energije SRAAMD mogu se pratiti trendovi OI. Sistem SRAAMD - (System for Remote Acquisition and Accounting of Metering Data) je sistem za daljinsku akviziciju podataka sa brojila i obradu obračunskih podataka.Na prenosnoj mreži Srbije nalazi se oko 1100 smart brojila koja su dostupna u svakom trenutku. Rezolucija u kojoj se podaci mere je 15-minutna a vremenska sinhronizacija vrši se sa svakim daljinskim čitanjem brojila, čime se dobija visoka tačnost očitanog podatka. U dijagramu opterećenja sa 15min rezolucijom ili satnom 1h jasno se mogu posmatrati merni podaci. Za 2023. dijagram opterećenja iz Vetro parkova i potisnute energije iz DOS sistema prikazani su na Grafiku 2 i Grafiku 3.



Grafik 2. VP proizvodnja 2023. Dijagram opteećenja iz SRAAMD sistema

Sa grafika 2 vidi se pik VP proizvodnje 124.380 MWh u novembru.

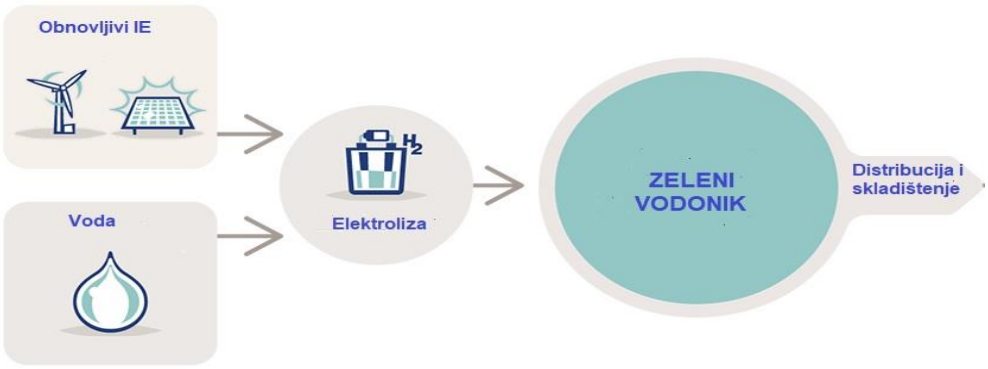


Grafik 3. Proizvodnja potisnuta iz DOS sistema 2023. Dijagram opteećenja iz SRAAMD sistema

Sa grafika 3. se vidi da je proizvodnja iz DOS sistema bila najveća u prolećnim mesecima sto ima smisla sa pojačanom proizvodnjom iz Malih hidroelektrana MHE. Pik u junu 9.093MWh.

5. INVESTICIJE-PROJEKTI OIE U SRBIJI

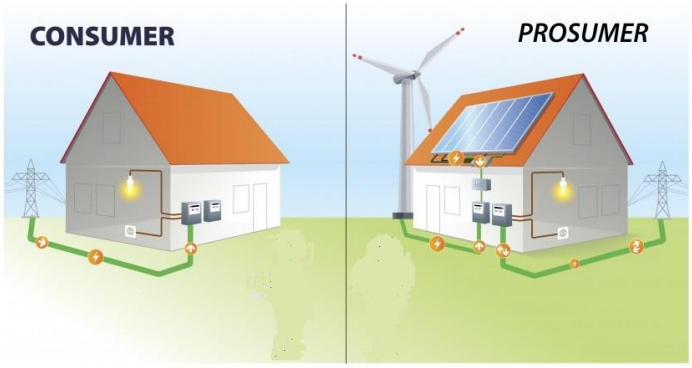
Vlada Srbije je u januaru 2024.godine. potpisala „Momerandum o razumevanju“ sto je označilo početak velikog projekta OIE u Srbiji. Na ovaj način može da se iskoristi veliki energetski potencijal od 2 GW iz OIE. Projekat je vezan za okolinu Bora koji obuhvata 1500 MW vetroparka i 500 MW solarne elektrane. Takođe planira se izgradnja fabrike za proizvodnju zelenog vodonika sa kapacitetom 30.000 tona proizvodnje godisnje. „Zeleni vodonik“ termin koji se koristi u naziviu dolazi iz elektrolize vode. Zeleni ili čisti vodonik se proizvodi pomoću elektrolizera, gde obnovljiva električna energija deli molekule vode na vodonik i kiseonik. Tok dobijanja zelenog vodonika prikazan je na slici 4. Ukupna ulaganja se procenjuju na oko 2 milijarde evra.Ovaj projekat ima za viziju smanjenje fosilnih goriva i zaštitu životne sredine.Prvi deo projekta obuhvata 700 MW snage da se završi do sredine 2026.godine a ceo projekat 2000 MW do kraja 2028.godine.U planu je VP Kostolac 66 MW sa 20 vetro turbina i solarne elektrane „Petka“ 10MW Ovo će znatno doprineti energetskom portfoliu Srbije za misijom i vizijim energetskoj klima neutralizaciji do 2050.godine.



Slika 4. Proizvodnja „zelenog vodonika“

PROZJUMERI U SRBIJI

Trend OIE naročito solarne nije zaobišao ni „kućnu radinost“ tzv. prozjumere porastao je u Srbiji do kraja 2023.godine do 1870 –kategorija domaćinstva i 640 pravnih lica. Sticanje statusa kupca-prozvođača solarne energije pozitivno je uticalo donošenje zakona o korišćenju OIE i Uredbe o kriterijumima i načinu obrčuna između kupca-proizvođača i snabdevača solarne energije. Jedan primer isplativosti sa portala Srbije za OIE kaze ovako, domaćinstvo sa površinom od 100 m^2i potrošnjom oko 600 KWh snage 4,9 KW, analiza isplativosti investicija je pokazala da je rok smanjen sa 14 na 10 godina. Kod većih potrošača npr 12.500 KWh veličina krova 600 m^2 i snage 121 KW rok isplativosti je smanjen sa 10 na 7 godina. Ove analize koje su ukazane na energetskom portalu Srbije pokazuju sve veću zainteresovanost za OIE i zelenim KWh. Slika 5. Tradicinalno i moderno priključenje na energetsku mrežu.



Slika 5. Tradicinalan i danas prozjumer priključenje na mrežu

6. ZAKLJUČAK

Iz svega gore navedenog vidi se da energetski portfolio Srbije stalno raste i da su u OIE izraženi u Vetro parkovima, Solarnom energijom i mini hidro elektranama. Na VN mreži ima 5 VP a počelo se sa velikim projektom u okolin Bora i u najavi VP Kostolac te solarna elektrana oko Bora 500 MW. Zeleni vodonik sve vise ulazi u analize i projkte za budućnost čiste Srbije. Potisnuta električna energija iz DSO iz godine u godinu raste, a broj prosjumera sada dostiže i cifru oko 2300. Izazovi sa kojima se suočavamo su sve veći jedan od njih je i skladištenje energije i isprekidanost. Skladištenje energije omogućava da koristimo po potrebi i uštedimo čistu energiju u težnji za klima neutralnim statusom što je plan Srbije za 2050 godinu. Fleksibilniji zakoni i uredbe kao i razne donacije uticalo je na brzu energetsku transformaciju Srbije i zaštitu životne sredine.

7. LITERATURA

[1] AREVA Technical offer, vol. II, Chapter 8PSA: Network subsystem, 2004.
[2] EPS-P1-IS-006-Metering Interface Project Note-Rev 2.1, 2005.
[3] Görlitz Schweiz AG: Application Software, Zug, Switzerland, 2005.
[4] Đurđević, M., Novaković, M., Milinić, Z., Džonlez, S., "SCADA/EMS sistem u NDC EMS: sagledavanje novih potreba i mogućnosti tokom eksploatacije sistema", 31. Simpozijum CIGRE, Zlatibor Maj 2013.
[5] IMP Tehnička Specifikacija NDC II faza, 2015.
[6] Razmena podataka i interakcija sistema SRAAMD u JP "Elektromreža Srbije" Grujić Vladimir, Kremić Dejan, 28.Simpozijum CIGRE, Vrnjačka Banja, Septembar 2007.
[7] Metodologija za određivanje cene pristupa sistemu za prenos električne energije
[8] Renewable Energy: Discover the Fuel of the Future With 20 Projects, by Joshua Sneideman , Erin Twamley
[9] Solar Power Bible for Off-the-Grid and Hybrid Living
The Complete Guide for Simplified Solar Power for Houses, Boats, RV's, Cabins, and Tiny Homes
[10] Interakcija SRAAMD I SCADA/EMS sistema u cilju obavljanja funkcije operatera prenosnog sistema i razvoja
tržišta električne energije u Srbiji, Vladimir Grujić, Mirela Đurđevi

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R6-13

ISKUSTVA OPERATORA DISTRIBUCIJSKOG SUSTAVA U ENERGETSKOJ TRANZICIJI

EXPERIENCES OF DISTRIBUTION SYSTEM OPERATOR IN THE ENERGY TRANSITION

Zdravko LIPOŠĆAK, HEP ODS, RH
Tomislav KLIŠANIN, HEP ODS, RH
Goran STRMEČKI, HEP ODS, RH
Ivan DUNDOVIĆ, HEP ODS, RH

KRATAK SADRŽAJ

Kako nove tehnologije otvaraju prilike za pružanje novih i boljih rješenja za energetske potrebe korisnika mreže, uz dokaze da je prijelaz na nove tehnologije isplativ i konkurentan, kreatori politike vjerojatno će odgovoriti promjenom pravila i redizajnom tržišta. Brze promjene u energetici vrlo su teško ostvarive, jer je provedba energetskih projekata dugotrajna. Česte promjene energetskih zakona, uvođenje novih subjekata, novih tržišnih odnosa i potpuno novih tržišta, uzrokuju kašnjenja između predviđenih rokova implementacije pojedinih zakonskih odredbi i rokova njihove stvarne provedbe. Ovaj pritisak prilagodbi sve većoj količini novih zakonskih odredbi posebno se očituje u poslovanju operatora distribucijskog sustava, jer se najveći dio energetske transformacije odvija na razini distribucijske mreže. U radu se daje pregled dijela odredbi iz nekih EU direktiva i uredbi koje se implementiraju izravno ili posredno u regulativu Republike Hrvatske. Istaknute su neke provedene ili planirane promjene ključnih zakona i podzakonskih akata u cilju omogućavanja rada novim subjektima na tržištima električne energije. Navedene su promjene u podzakonskim aktima u nadležnosti Hrvatske regulatorne agencije (HERA), Hrvatskog operatora prijenosnog sustava (HOPS) i Hrvatskog operatora tržišta energije (HROTE). Opisane su i aktivnosti operatora distribucijskog sustava vezane za izradu novih provedbenih propisa kao što su Pravila o priključenju na distribucijsku mrežu, Pravila o upravljanju zagušenjima u distribucijskoj mreži, Pravila o nefrekvencijskim pomoćnim uslugama, Mrežna pravila distribucijskog sustava.

Ključne riječi: energetska transformacija, redizajn tržišta, distribucija električne energije

ABSTRACT

As new technologies open up opportunities to provide new and better solutions to the energy needs of grid users, with evidence that the transition to new technologies is cost-effective and competitive, policymakers are likely to respond by changing rules and redesigning markets. Rapid changes in the energy sector are very difficult to achieve, because the implementation of energy projects takes a long time. Frequent changes in energy laws, the introduction of new entities, new market relations and completely new markets, cause delays between the expected deadlines for the implementation of certain legal provisions and the deadlines for their actual implementation. This pressure to adapt to the ever-increasing amount of new legal provisions is particularly evident in the operations of distribution system operators, because the largest part of the energy transformation takes place at the level of the distribution network. The paper provides an overview of some of the provisions from some EU directives and regulations that are implemented directly or indirectly in the regulations of the Republic of Croatia. Some implemented or planned changes to key laws and by-laws aimed at enabling the work of new entities on the electricity markets were highlighted. The changes in the by-laws under the jurisdiction of the Croatian Regulatory Agency (HERA), the Croatian Transmission System Operator (HOPS) and the Croatian Energy Market Operator (HROTE) are listed. The activities of distribution system operator related to the development of new implementing regulations such as Rules on connection to the distribution network, Rules on congestion management in the distribution network, Rules on non-frequency auxiliary services, Network rules of the distribution system are also described.

Key words: energy transformation, market redesign, electricity distribution

Zdravko Lipošćak, e-mail: zdravko.liposcak@hep.hr

Tomislav Klišanin, e-mail: tomislav.klišanin@hep.hr
Goran Strmečki, e-mail: goran.strmecki@hep.hr
Ivan Dundović, e-mail: ivan.dundovic@hep.hr

1. UVOD

Donošenje niza EU direktiva i uredbi te donošenje niza zakona i podzakonskih akata u RH imaju veliki utjecaj na promjene na elektroenergetskom tržištu u Republici Hrvatskoj (RH). Te promjene su još izraženije u elekrodistribucijskoj djelatnosti koja se često označava kao središte predviđene energetske transformacije i redizajna tržišta električne energije. Promjene su izražene na svim razinama elektrodistribucijske djelatnosti i one su već nazočne u svim aktivnostima operatora distribucijskog sustava u RH. Fokus ovog sažetog (kratkog) rada je regulatorni aspekt tih promjena. Odnosno, cilj je (kratkoi) prikaz iskustava u organizaciji i izradi ključnih propisa koji utvrđuju smjer promjena, ali omeđuju poslovanje operatora distribucijskog sustava. Opisi, smjernice, tumačenja i prijedlozi određenih postupanja ili odredbi iz podzakonskih akata u ovom referatu su osobni stavovi autora. Odnosno, stavovi izneseni u referatu su osobna mišljenja autora, nisu obvezujući za poduzeće / instituciju u kojoj su autori zaposleni te se ne moraju nužno podudarati sa službenim stavovima poduzeća / institucije. (Na primjer, za neka tumačenja, smjernice ili prijedloge odredbi tek slijedi rasprave i usuglašavanja unutar operatora distribucijskog sustava, pa potom i s drugim dionicima koji imaju utjecaj na razmatranja izložena u ovom referatu).

Temeljem Zakona o tržištu električne energije (NN 111/21, 83/23) (dalje ZoTEE) određen je HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. (dalje HEP ODS) kao jedini operator distribucijskog sustava na području cijele RH. Broj propisa i njihova složenost kao i njihov utjecaj na poslovanje HEP ODS-a, konstantno raste. Promjene su velike, a period između izmjena propisa koji utječu na elektrodistribucijsku djelatnost je sve kraći. Na primjer, radi se o nekoliko desetaka relevantnih propisa od kojih su neki na snazi manje od godinu dana. Većina tih propisa se izostavlja iz razmatranja u ovom referatu. Iznimno, navesti će se neki relevantni propisi u cilju pojašnjenja nekih novih aktivnosti, obveza i dužnosti operatora distribucijskog sustava (ili nekih drugih energetskih subjekata). Na primjer, već u uvodnim razmatranjima nužno je posebno istaknuti odredbe Direktive (EU) 2019/944 Europskog parlamenta i Vijeća o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije i izmjene Direktive 2012/27/EU (SL L 158, 14. 6. 2019.). Predmetnom direktivom, između ostalog, omogućeno je donošenje nekih provedbenih akata od strane Europske Komisije koji bi se direktno primjenjivali u zakonodavstvu zemalja članica EU. Predmetnom direktivom predviđeno i da se osnuje posebno udruženje operatora distribucijskog sustava koje ima značajnu ulogu u proceduri možebitnog donošenja „provedbenih propisa“, pa je HEP ODS je dobio dodatni vrlo zahtjevni zadatak da se aktivno uključiti u rad ovog udruženja. U lipnju 2021. godine utemeljena je organizacija *EU DSO* kao udruženje europskih operatora distribucijskih sustava s ciljem povećanja učinkovitosti u elektrodistribucijskim mrežama i osiguravanja uske suradnje s operatorima prijenosnih sustava i ENTSO-E. Organizacija predstavlja platformu za suradnju između svih europskih operatora elektrodistribucijskih sustava i stručno je tijelo koje se bavi bitnim pitanjima poput planiranja i pogona distribucijskog sustava, razvijanja mrežnih pravila i smjernica, doprinosa digitalizaciji elektrodistribucijskih sustava, olakšavanja prihvata OIE i spremnika energije, fleksibilnosti potrošnje i pristupa tržištu, upravljanja i zaštitom podataka, sigurnosti informatičkih sustava te uske suradnje s operatorima prijenosne mreže. EU DSO je utemeljen na inicijativu četiri postojeće udruge DSO-a (CEDEC, E.DSO, Eurelectric i GEODE). HEP ODS je član ove organizacije te spada u kategoriju „velikih ODS-ova“. Ova činjenica otvara mogućnost da se HEP ODS pokuša već u samom začetku nastanka novih promjena propisa aktivno utjecati na njihov sadržaj te možebitno ukazati na moguću (ne)provedivost ili ukazati određene rizike (pre)brzih željenih promjena. Obzirom da se određene promjene u energetskoj transformaciji i redizajnu tržišta (električne) energije događaju i u zemljama koje nisu članice EU, svakako postoji višestruki interes da se iskustva i saznanja i među operatorima distribucijskih sustava ovih zemalja razmjenjuju sa operatorima distribucijskog sustava koji su u zemljama EU.

2. ZAKONI I POZAKONSKI AKTI U RH SA BITNIM UTJECAJEM NA DISTRIBUCIJU ELEKTRIČNOM ENEGIJOM

U RH najveći utjecaj na energetski sektor, pa tako i na energetsku tranziciju, imaju slijedeći zakoni:

1. Zakon o energiji (Narodne novine (dalje NN), br. 120/12, 14/14, 102/15, 68/18)
2. Zakon o tržištu električne energije (NN, br. 111/21, 83/23)
3. Zakon o tržištu plina (NN, br. 18/18, 23/20)
4. Zakon o terminalu za ukapljeni prirodni plin (NN, br. 57/18, 83/23)
5. Zakon o tržištu toplinske energije (NN, br. 80/13, 14/14)
6. Zakon o tržištu nafte i naftnih derivata (NN, br. 19/14, 73/17, 96/19)
7. Zakon o biogorivima za prijevoz (NN, br. 65/09, 145/10, 26/11, 144/12, 14/14, 94/18, 52/21)
8. Zakon o regulaciji energetskih djelatnosti (NN, br. 120/12, 68/18)

9. Zakon o obnovljivim izvorima energije i visokoučinkovitoj kogeneraciji (NN, br. 138/21, 83/23)
10. Zakon o energetskoj učinkovitosti (NN, br. 127/14, 116/18, 25/20, 41/21)
11. Zakon o provedbi Uredbe Vijeća (EU) 2022/1854 o hitnoj intervenciji za rješavanje pitanja visokih cijena energije (NN, br. 71/23)

U ovom referatu, radi ograničenja u duljini, naglasak će biti na jednom od ključnih zakona koji utječe na elektrodistribucijsku djelatnost, pa tako i na rad operatora distribucijskog sustava u RH . Odnosno, u ovom referatu razmatraju se većinom odredbe Zakona o tržištu električne energije (NN 111/21, 83/23). Stupio na snagu 22. listopada 2021. godine, u hrvatsko zakonodavstvo preuzeo je pored ostalog i odredbe Direktive (EU) 2019/944 Europskog parlamenta i Vijeća o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije i izmjene Direktive 2012/27/EU (SL L 158, 14. 6. 2019.). Također, donošenjem ZoTEE-a osigurava se provedba niza uredbi (EU) koje su donijeli Europski pralament i Vijeće i/ili Komisija (EU).

2.1 Zakon o tržištu električne energije

Donošenjem ZoTEE-a, između ostalog, preuzete su odredbe Direktive (EU) 2019/944 koja donosi nekoliko novosti u cilju promicanja konkurencije, sigurnosti opskrbe, održivosti i potrošačkih prava.

- Potrošačka prava - naglasak je stavljen na zaštitu prava potrošača, uključujući pravo na jasne informacije o cijenama i mogućnost izbora opskrbljivača energije.
- Uloga potrošača - potrošačima se daje veća uloga u energetskom sustavu putem aktivnog sudjelovanja na tržištu, uključujući mogućnost proizvodnje vlastite energije, sudjelovanje u virtualnim energetskim zajednicama i korištenje pametnih tehnologija.
- Pametna ili napredna mreža - direktiva potiče razvoj pametne mreže koja omogućuje bolje upravljanje potražnjom, integraciju obnovljivih izvora energije i poboljšanu učinkovitost.
- Tržište energije - cilj je poboljšati konkurentnost tržišta energije, olakšavajući pristup tržištu novim sudionicima i promicanjem transparentnosti i ravnopravnog pristupa infrastrukturi.
- Operativna suradnja - direktiva promiče bolju operativnu suradnju između država članica radi osiguranja sigurnosti opskrbe energijom i integracije tržišta.
- Odgovornost i transparentnost - povećana je odgovornost sudionika na tržištu električne energije, uz veću transparentnost u pogledu cijena, tarifa i ugovornih uvjeta.

ZoTEE je preuzeo i nove odredbe definirane izmjenom Direktive 2012/27/EU koje naglašavaju važnost energetske učinkovitosti te postavljaju ciljeve i mjere kako bi se poboljšala učinkovitost korištenja energije u različitim sektorima, uključujući industriju, transport, i zgrade. Države članice dobivaju nove obveze razviti nacionalne akcijske planove za energetsku učinkovitost kako bi postigle ciljeve smanjenja potrošnje energije i povećanja energetske učinkovitosti. Javni sektor ima posebnu ulogu u promicanju energetske učinkovitosti, stoga su uvedene mjere za povećanje energetske učinkovitosti u javnom sektoru putem mjera energetske učinkovitosti u zgradama i vozilima. Izmjene direktive potiču inovacije u području energetske učinkovitosti te pružaju smjernice za financiranje projekata koji doprinose poboljšanju energetske učinkovitosti.

U hrvatsko zakonodavstvo preuzimaju se i novosti definirane Uredbom (EU) br. 1227/2011 Europskog parlamenta i Vijeća koje se odnose na cjelovitost i transparentnost veleprodajnog tržišta energije u Europskoj uniji:

- Cjelovitost tržišta - uredba postavlja zahtjeve za osiguravanje cjelovitosti tržišta energije kako bi se spriječile manipulacije, zlouporabe i druge nepravilnosti na tržištu.
- Transparentnost - postavlja se obveza transparentnosti informacija o trgovanju energijom kako bi se osiguralo pravedno i transparentno tržišno okruženje. To uključuje objavu relevantnih podataka o cijenama, volumenima trgovine i drugim relevantnim informacijama.
- Nadzor tržišta - uredba također predviđa jačanje nadzora nad veleprodajnim tržištima energije kako bi se osiguralo poštivanje propisa i otkrivanje eventualnih nepravilnosti ili manipulacija.
- Suradnja između regulatora - regulatori tržišta energije u različitim državama članicama potiču se na suradnju i razmjenu informacija radi boljeg nadzora tržišta na razini Europske unije.
- Sankcije - uredba omogućuje regulatorima da izriču sankcije u slučaju nepravilnosti na tržištu, što može uključivati novčane kazne ili druge oblike sankcija.

Ove mjere imaju za cilj osigurati integritet i transparentnost veleprodajnog tržišta energije u EU, kako bi se osiguralo pravedno, efikasno i konkurentno okruženje za trgovinu energijom.

ZoTEE preuzimanjem pravne stečevine EU donosi niz novih definicija i potrebe definiranja propisa koji se odnose na unutarnje tržište električne energije. Definira se pojam "energetske zajednice" kao pravni okvir koji omogućuje suradnju između država članica i trećih zemalja kako bi se promicale energetska sigurnost i integracija tržišta. Naglašava se važnost “pametne mreže” kao sredstva za poboljšanje učinkovitosti, sigurnosti i održivosti

elektroenergetskog sustava. Definiraju se kapacitetski mehanizmi kao sredstvo za osiguravanje dovoljnih kapaciteta za proizvodnju i opskrbu električnom energijom u slučajevima potrebe, kao što su ekstremni uvjeti ili poremećaji na tržištu. Naglašava se važnost razvoja obnovljivih izvora energije te se postavljaju ciljevi za povećanje udjela obnovljivih izvora u ukupnoj potrošnji energije. Precizira se potreba ostvarenja ciljeva konkurentnosti, sigurnosti opskrbe, održivosti i zaštite potrošača.

2.2 Podzakonski akti koji trebaju donijeti drugi energetski subjekti u RH temeljem ZOTEE

ZOTEE, pored ostalog definira podzakonske akte koje je potrebno donijeti za provedbu ovog zakona, rokove donošenja akata te subjekte koji donose pojedine podzakonske akte:

Subjekati koji donose pojedine podzakonske akte definirane ZoTEE-om:

- Hrvatska energetska regulatorna agencija (u daljnjem tekstu: HERA),
- Hrvatski operator prijenosnog sustava d.d. (u daljnjem tekstu HOPS),
- Hrvatski operator tržišta energije d.o.o. (u daljnjem tekstu HROTE),
- HEP-Operator distribucijskog sustava d.o.o. (u daljnjem tekstu HEP ODS).

Podzakonski akti koje donosi HERA na temelju novog ZoTEE-a:

- Pravilnik o općim uvjetima za korištenje mreže i opskrbu električnom energijom
- Pravila o promjeni opskrbljivača i agregatora
- Pravilnik o uvjetima kvalitete opskrbe električnom energijom
- Kriteriji za izdavanje suglasnosti za izgradnju i pogon izravnih vodova
- Metodologija za utvrđivanja naknade za priključenje na elektroenergetsku mrežu
- Odluka o iznosu jedinične naknade za priključenje na mrežu
- Metodologija za određivanje iznosa tarifnih stavki za distribuciju električne energije
- Metodologija za određivanje iznosa tarifnih stavki za prijenos električne energije
- Ekonomska procjena svih dugoročnih troškova i koristi sustava naprednog mjerenja za tržište i pojedinog krajnjeg kupca

Podzakonski akti koje donose HOPS na temelju novog ZoTEE-a:

- Pravila o priključenju na prijenosnu mrežu
- Pravila o uravnoteženju elektroenergetskog sustava
- Pravila o nefrekvencijskim pomoćnim uslugama za prijenosni sustav
- Pravila o upravljanju zagušenjima u prijenosnom sustavu
- Mrežna pravila prijenosnog sustava
- Pravila nestandardnih usluga operatora prijenosnog sustava koja sadrže i cjenik NU

Podzakonski akt koje donosi HROTE na temelju novog ZoTEE-a je Pravila organiziranja veleprodajnih tržišta električne energije. Podzakonski akti koje donosi HEP ODS nešto detaljnije opisani su u točki 2.3. ovog rada (referata).

2.3 Podzakonski akti u nadležnosti operatora distribucijskog sustava

Kako je već napisano, temeljni razlog radi kojeg se izrađuju novi propisi (ili nove verzije postojećih propisa) u nadležnosti operatora distribucijskog sustava su odredbe u novom ZOTEE-u. Predviđeno je da operator distribucijskog sustava treba donijeti slijedeće podzakonske akte:

1. Pravila o upravljanju zagušenjima u distribucijskom sustavu (potpuno novi propis)
2. Pravila o nefrekvencijskim uslugama za distribucijski sustav (potpuno novi propis)
3. Pravila o priključenju na distribucijsku mrežu (nova verzija postojećeg propisa)
4. Mrežna pravila distribucijskog sustava (nova verzija postojećeg propisa, značajne izmjene)
5. Pravila o nadomjesnim krivuljama opterećenja (nova verzija postojećeg propisa)
6. Pravila i cjenik nestandardnih usluga operatora distribucijskog sustava (nova verzija postojećeg propisa),

Osim akata koji izravno proizlaze iz ZoTEE-a potrebno je donijeti i akte koji su njihov sastavni dio, ali se zbog jasnoće i preglednosti donose kao zasebni dokumenti i objavljuju se javno. Samo radi stjecanje dodatne predodžbe o složenosti i opsegu regulatornih zahtjeva i aktivnosti ODS-a treba napomenuti da su izrađeni i slijedeći dokumenti (koji će biti javno dostupn)i:

1. Tehnički uvjeti za priključke

2. Tehnički uvjeti za obračunska mjerna mjesta
3. Metodologija i kriteriji planiranja razvoja mreže
4. Pravila o mjernim podacima

Izostavlja se popis izrađenih dokumenata koji su interni akti HEP ODS-a i nisu javno dostupni.

2.3.1 Pravila o priključenju na distribucijsku mrežu

Pravilima o priključenju na distribucijsku mrežu propisuje se:

- postupak priključenja
- postupak promjene na priključku
- upute sudionicima u postupku priključenja i promjena na priključku
- izdavanje uvjeta priključenja
- izdavanje posebnih uvjeta
- izdavanje elektroenergetske suglasnosti
- izrada i sadržaj elaborata o mogućnosti priključenja na mrežu
- izrada i sadržaj elaborata optimalnog tehničkog rješenja priključenja,
- sadržaj preliminarnog mišljenja operatora distribucijskog sustava o mogućnosti priključenja na mrežu
- način i uvjeti za nabavu roba, usluga i radova za izgradnju priključka i stvaranje tehničkih uvjeta u mreži
- uvjeti za ovlaštenog izvođača pridjeljivih poslova
- postupak rješavanja prigovora i žalbi
- obrasci dokumenata i ugovora
- detaljnije uređenje informacija o katastru vodova

U novoj verziji predmetnih pravila, u skladu s aktualnom politikom Europske unije po pitanju integracije obnovljivih izvora energije, uvedene su ciljane mjere u svrhu pojednostavljenja i ubrzanja postupka priključenja proizvodnih postrojenja instalirane snage do uključivo 50 kVA. Postojeći korisnici mreže (novost je da se to odnosi i na kategoriju poduzetništvo, a ne samo kućanstvo) mogu po skraćenom postupku priključiti proizvodno postrojenje na svoju instalaciju. Dodatna pojednostavljenja procedure priključenja su uvedena za proizvodna postrojenja s priključnom snagom do uključivo 3,68 kW jednofazno, odnosno 11,04 kW trofazno, koja se priključuju na instalaciju postojećeg krajnjeg kupca. Cijeli postupak priključenja moguće realizirati u samo jednom koraku i unutar 30 dana. Velika promjena u novim pravilima je i uvođenja mogućnosti priključenja na mrežu prije realizacije stvaranja tehničkih uvjeta u mreži, primjenom operativnog ograničenja korištenja priključne snage. Operativno ograničenje korištenja priključne snage analizira se u Elaboratu optimalnog tehničkog rješenja priključka (EOTRP-u), a primjena se definira se ugovorom o priključenju te ugovorima o korištenju mreže (uz obveznu izradu I upute za vođenje pogona). U slučaju kada investitor pristaje na priključenje prije stvaranja tehničkih uvjeta u mreži, uz primjenu operativnog ograničenja korištenja priključne snage, sklapati će se dodatak ugovora o priključenju u kojem će se definirati sve odredbe za primjenu operativnog ograničenja korištenja priključne snage. HEP ODS ne snosi troškove stvarno neisporučene električne energije zbog primjene operativnog ograničenja korištenja priključne snage do definiranog roka za stvaranje tehničkih uvjeta u mreži iz ugovora o priključenju. Maksimalna duljina roka za stvaranje tehničkih uvjeta je ovisna o naponskoj razini na kojoj se priključuje korisnik mreže i stvaraju tehnički uvjeti (NN, SN, VN). Nakon isteka roka u slučaju da nisu stvoreni tehnički uvjeti korisnik mreže ima pravu na naknadu usluga koje pruža prema sklopljenom ugovoru o pružanju usluga distribucijskom sustavu (nefrekvencijske pomoćne usluge, redispečiranje,…).

2.3.2 Pravila o upravljanju zagušenjima u distribucijskom sustavu

U predloženim *Pravilima o upravljanju zagušenjem u distribucijskom sustavu* pojam "upravljanje zagušenjima" se odnosi isključivo na upravljanje strujnim zagušenjima. Odnosno, korisnik mreže pruža uslugu operatoru distribucijskog sustava promjenom svoje djelatne (radne) snage po nalogu operatora distribucijskog sustava. Ovisno da li se radi o zagušenju (strujnom) u smjeru potrošnje ili proizvodnje, usluge korisnika mreže temeljene na promjeni djelatne (radne) snage korisnika mreže po nalogu operatora distribucijskog sustava (redispečiranje) po smjeru mogu biti:

- povećanje ili smanjenje proizvodnje
- smanjenje ili povećanje potrošnje
- predaja ili preuzimanje iz spremnika električne energije

Pravilima o upravljanju zagušenjima u distribucijskom sustavu propisuje se:

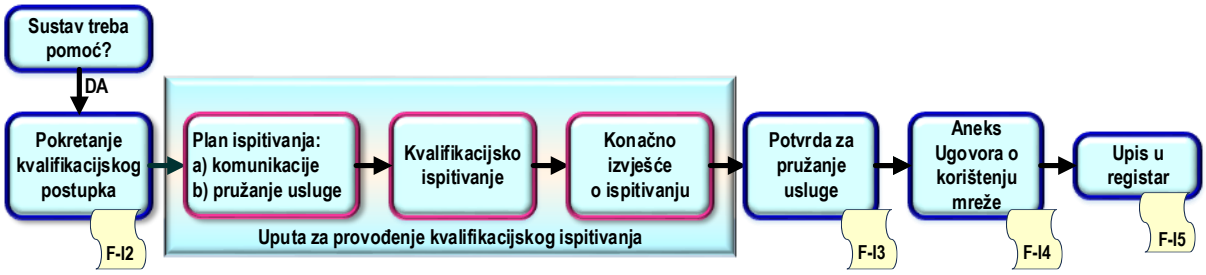
- proizvodi i usluge,
- postupci upravljanja zagušenjima, uključujući uporabu fleksibilnosti,
- kvalifikacijski postupak,
- obveze operatora distribucijskog sustava, sudionika na tržištu i korisnika mreže u pogledu upravljanja zagušenjima,

- način utvrđivanja cijena i obračuna,
- redispečiranje odnosno postupak operatora sustava za smanjenjem ili povećanjem proizvodnje, potrošnje ili skladištenja električne energije korisnika distribucijske mreže radi otklanjanja zagušenja u distribucijskoj mreži
- način vrednovanja, obračuna i naplate redispečiranja
- ugovorni odnosi.

Nadalje, u prijedlog predmetnih pravila definirani su glavni koraci u pružanju usluga:

- iskazivanje interesa za pružanje usluge
- kvalifikacijski postupak
- nabava usluge
- ugovaranje usluge
- pružanje usluge.

Nakon formiranja registra mogućih davatelja usluge (prvi korak), nužno je provesti kvalifikacijski postupak ukoliko je operator distribucijskog sustava identificirao potrebu za uslugom. Radi ograničenja u veličini ovog referata, slikom će se prikazati mogući opis osnovnih aktivnosti vezanih uz kvalifikacijski postupak.



Slika 1. Redoslijed aktivnosti u drugom koraku

Operator distribucijskog sustava prije pristupanja procesu nabave usluge od korisnika mreže treba provjeriti uobičajene (često puta jeftinije i lakše primjenjive) mjere ili mehanizme preveniranje strujnog zagušenja sukladno propisima i Mrežnim pravilima distribucijskog sustava. Ako i nakon provedenih dostupnih preventivnih mjera operator sustava ne može riješiti očekivano zagušenje, potrebno je planirati pojačanja u mreži ili nabavu usluga od „fleksibilnih“ korisnika mreže. Odnosno, nabava usluga može biti alternativa pojačanju ili dogradnji mreže, jer na taj način troškove kapitalnih investicija mogu zamijeniti operativni troškovi. Nakon prepoznavanja/identifikacije kritičnih točaka u mreži na kojima se događaju zagušenja, operator distribucijskog sustava treba odabrati optimalno rješenja ili kroz investiciju/ulaganje ili nabavom usluge od korisnika mreži (ili njihovom kombinacijom). Do ostvarenja određenih preduvjeta, operator distribucijskog sustava ugovara usluge izravno s pružateljima usluge prema reguliranoj cijeni i prema određenoj vrsti i količini usluge potrebnoj nekom dijelu mreže da bi izbjegao ugroženi normalni pogon i/ili spriječio poremećeni pogon. Ugovaranje prvih usluga prema opisanom očekuje se u narednom razdoblju te će se steći i prva korisna iskustva operatora distribucijskog sustava u novom pristupu vođenja distribucijskog sustava i njegovom daljnjem razvoju. Navedena iskustava će pomoći da se izvrše poboljšanja predloženih novih podzakosnkih akata u nadležnosti operatora distribucijskog sustava.

2.3.3 Pravila o nefrekvencijskim pomoćnim uslugama za distribucijski sustav

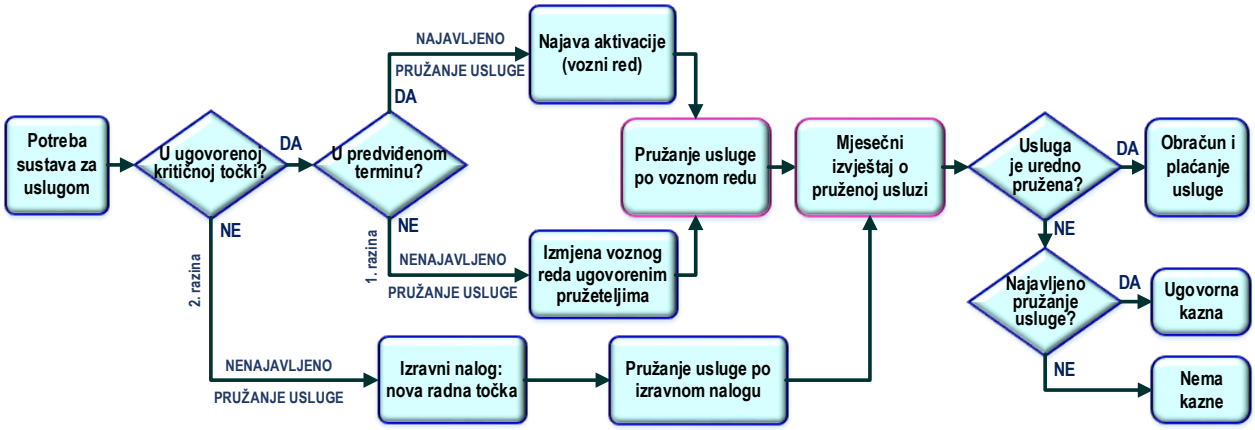
Pravilima o nefrekvencijskim pomoćnim uslugama za distribucijski sustav propisuje se:

- vrste nefrekvencijskih pomoćnih usluga za distribucijski sustav ,
- kvalifikacijski postupak,
- nabava nefrekvencijskih pomoćnih usluga za distribucijski sustav,
- ugovorni odnosi,
- pružanje nefrekvencijskih pomoćnih usluga za distribucijski sustav
- način određivanja cijena nefrekvencijskih pomoćnih usluga za distribucijski sustav.

Nefrekvencijske pomoćne usluge za distribucijski sustav temeljem izrađenog predmetnog prijedloga pravila su:

1. Regulacija napona jalovom snagom,
2. Regulacija napona radnom snagom,
3. Otočni pogon dijela distribucijske mreže,
4. Crni start postrojenja korisnika mreže.

Prema prijedlogu predmetnih pravila, usluge regulacije napona pružaju se prema ranije utvrđenom/planiranom rasporedu („vozni red“) po ugovorenoj regulacijskoj krivulji $P = f(U)$ odnosno $Q = f(U)$, gdje su P odnosno Q pružane usluge a U je mjerena kritična veličina u kritičnoj točki u mreži. Za usluge otočnog rada i crnog starta nužna je složena i detaljna priprema te tehničko-ekonomska elaboracija, pa su navedenim pravilima date smjernice za obračun. Ostali detalji za navedene usluge predviđeni su ugovorom o pružanju usluge (otočni rad i/ili crni start), ugovorom o korištenju mreže te uputom za vođenje pogona (koja je sastavni dio izmijenjenog ugovora o korištenju mreže). U vrijeme pisanja ovog referata u tijeku je intenzivan rasprava između dionika u procesu usuglašavanja konačnog prijedloga ovih pravila. Radi ilustracije i stjecanje određene predodžbe, uvažavajući ograničenja o duljini referata te uvažavajući da da su predmetna pravila u fazi usuglašavanja, samo će se dati prikaz na slici 2. jedna od više mogućih razrada opcija pružanja usluga u distribucijskom sustavu.



Slika 2: Opcije pružanja pomoćne usluge

Nadalje, kao i za pravila koja se odnose na upravljanje zagušenjima, poseban izazov su tehnički uvjeti za pružanje usluga distribucijskom sustavu. U EU postoje različiti pristupi definiranju ovih tehničkih uvjeta: od definiranja izravno u tekstu mrežnih pravila, u prilozima koje se objavljuju zajednički s mrežnim pravilima do priloga koji se donose odvojeno od Mrežnih pravila distribucijskog sustava.

2.3.4. Mrežna pravila distribucijskog sustava (MPDS)

Radi lakšeg pregleda novosti (posljedično i pregleda nekih novih obveza HEP ODS-a), u ovoj točki se ukratko navode samo neke promjene u Mrežnim pravilima distribucijskog sustava (MPDS) grupiran po aktivnostima ODS-a. Neovisno u kojem opsegu te u koliko iteracija će doći do izmjena odredbi MPDS, očekuju se izmjene odredbi koje se odnose na veći dio aktivnosti HEP ODS-a:

- vođenja distribucijske mreže
- razvoja distribucijske mreže
- priključenja na distribucijsku mrežu
- mjerenja u mreži (obračunska i „neobračunska“)
- uvjeti korištenja mreže, pristup podacima i zaštitu podataka
- upravljanja i razmjene podataka između većeg broja energetskih subjekata, aktivnih kupaca, unutar novih entiteta (udruženih korisnika mreže),…
- uređenje međusobnih odnosa/obveza/odgovornosti ODS-a i novih energetskih subjekata (agregatori, zatvoreni distribucijski sustav, energetske zajednice, skladišta energije).

U svakom budućem izdanju MPDS, izričaj i odredbe u poglavljima treba postupno pojednostaviti i smanjivati, a posebne dijelove MPDS s nužnom detaljnijom razradom (tehnički uvjeti, tehnička pravila, upute za postupanje, …) treba razraditi u prilozima i/ili dokumentima na mrežnim stranicama ODS-a. Primjerice, novi prijedlog MPDS u Sloveniji ima predviđenih deset priloga te još nekoliko dokumenata koji se objavljuju na mrežnim (internet) stranicama operatora distribucijskog sustava. Jedan od većih izazova u dijelu MPDS koji se odnosi na vođenje distribucijskog sustava je definiranje novih usluga i postupaka koji će se koristiti te propisivanje određenih tehničkih (pred)uvjeta i značajki za sve dijelove distribucijskog sustava s aktivnim korisnicima mreže. Dovršetak procesa dopune dijela MPDS vezanih za nove usluge i postupke biti će moguć tek nakon određenih početnih ispitivanja i stjecanja potrebnog iskustava (pilot-projekti). Međutim, već u ovom izdanju MPDS treba unijeti osnovne (pred)uvjete, kako bi se sukladno odredbama ZoTEE-a osigurali određeni „tehnički uvjeti za pružanje

pomoćnih usluga, usluga fleksibilnosti te sudjelovanje u upravljanju potrošnjom i proizvodnjom“. Predmetnim tehničkim uvjetima potrebno je definirati slijedeće:

- provjeru tehničkih mogućnosti mreže za pružanje pomoćnih usluga koja uključuje;
- tehničke zahtjeve za pružatelje usluga HEP ODS-u o definiranje tehničkih parametara za svaku uslugu koja se pruža HEP ODS-u o definiranje postupka ispitivanja tehničkih zahtjeva u postupku pretkvalifikacije o način izdavanja potvrde za pružanje usluge;
- sadržaj registra fleksibilnih korisnika mreže;
- način ograničenja pružanja usluga u slučaju opasnosti za normalni pogon mreže;
- način aktivacije usluga od strane ODS-a;
- razmjenu podataka između ODS-a i drugih sudionika u pružanju usluga;

Prema izrađenom prijedlogu za prve usluge distribucijskom sustavu ciljani korisnici mreže su na srednjem naponu (korisnici mreže u sustavu daljinskog vođenja sa nužnim informacijama u blisko realnom vremenu).
U dijelu odredbi u MPDS koje se odnose na razvoj distribucijske mreže (obzirom na izmijenjene okolnosti u distribuciji električne energije) dolazi do propitkivanja važećih kriterija planiranja razvoja mreže i priključenja na mrežu. Posebno se to odnosi na kriterij dozvoljenih odstupanja napona (analiza po svim naponskim razinama istodobno) te zadovoljenje zadanih kriterija planiranja mreže usvajanjem novih postupaka i usluga kao odgode (ili alternative) klasičnoj dogradnji mreže. Dopunjene su odredbe kojima se daju određene smjernice kako i na koji način valorizirati i usporediti klasična i alternativna rješenja u cilju odabira optimalnog rješenja sa aspekta HEP ODS-a (ekonomski kriterij).
Odredbe u MPDS koje se odnose na obračunska mjerenja u mreži su djelomično pojednostavljene, ali je izrađen novi dokument „Pravila o mjernim podacima“. Pripremljen je prijedlog odredbi u MPDS vezanih za obvezu (prema ZoTEE-u) „propisivanja nediskriminacijskih i transparentna pravila te postupaka pristupa podacima i postupaka razmjene podataka među elektroenergetskim subjektima vezanim za upravljanje potrošnjom, proizvodnjom te skladištenjem energije putem agregiranja i korištenje fleksibilnosti uz istodobnu potpunu zaštitu komercijalno osjetljivih podataka“. Također, unesene su odredbe MPDS za energetske zajednice i skupinu aktivnih kupaca ODS koje mogu „dijeliti energiju prema ključu“. Jedan od nužnih preduvjeta za provedbu ove obveze je da svi članovi energetskih zajednica i skupine aktivnih kupaca imaju „napredno mjerenje“ čije su tehničke značajke navedene u MPDS i Tehničkim uvjetima za obračunska mjerna mjesta. Radi primjene „najboljih iskustava“ u zemljama EU u distribuciji električne energije te u cilju praćenja provedbe MPDS te vrlo dinamičnih promjena na elektroenergetskom tržištu koji utječu na MPDS, predložene su odredbe u kojima se određuje posebno tijelo/povjerenstvo/organizacijska jedinica (unutar ODS-a) za tu svrhu. Zadatak posebnog tijela/povjerenstva/organizacijske jedinica bio bi praćenje, primjene i provedbe odredbi MPDS, razmatranje odredbi MPDS radi neophodnih i poželjnih promjena, davanje argumentiranih prijedloga i preporuka operatoru prijenosnog sustava (kao drugim dionicima/subjektima koji donose propise) te u slučaju potrebe i traženje savjeta od energetskih subjekata, tržišnih sudionika i drugih na koje utječe izmjena odredbi MPDS.

2.3.5. Ostali podzakonski akti iz nadležnosti operatora distribucijskog sustava

Iako su temeljem odredbi ZOTEE-a i drugih važećih propisa izrađene i nove verzije Pravila o nadomjesnim krivuljama opterećenja i Pravila i cjenik nestandardnih usluga (oba u nadležnosti HEP ODS-a), promjene su nešto manjeg opsega u odnosu na opisane podzakonske akte, pa se neće posebno opisivati (radi ograničenja u duljini ovog referata).

3. ZAKLJUČAK

Nakon više od dvije godine nakon stupanja na snagu novog ZoTEE-a niti jedan od subjekata nadležnih za donošenje novih podzakonskih akata nije donesao sve podzakonske akte za koje je nadležan. Kašnjenje u donošenju pojedinih akata može se opravdati velikom međusobnom povezanošću pojedinih akata koje donose različiti subjekti. Akti pojedinih subjekata moraju biti i međusobno usklađeni, posebno u dijelu kada bi aktivnost jednog subjekta mogla negativno utjecati na poslovanje drugog subjekta (npr. usluge fleksibilnosti i upravljanja potrošnjom/proizvodnjom). Isto tako ZoTEE-om su definirana nova tržišta električne energije, potpuno novi subjekti i nova poslovna područja. Potpuno nove aktivnosti, za čije provođenje postoji vrlo malo iskustva i pozitivne poslove prakse i u drugim zemljama članicama, složenije su i osjetljivije za definiranje i implementaciju (fleksibilnost, zagušenja, upravljanje potrošnjom i proizvodnjom).
Zahtjevi za određene provedbene propise iz nadležnosti HEP ODS –a nekad su na razini manjih znanstvenih radova i znanstvenih istraživanja. Ne postoje cjelovitog iskustava o navedenim izazovima niti u jednoj zemlji EU. Kako bi se definirali okviri za pisanje novih pravilnika te izbjegle moguće pogreške provelo se nekoliko stručnih studija za svako od novih poslovnih područja čime su dane podloge za kvalitetnije definiranje provedbenih podzakonskih akata. Međutim, uočava se da nije dovoljna raspoloživost niti vanjskih kapaciteta relevantnih

instituta, fakulteta, ustanova, udruženja i drugih vezanih za razradu novih obveza koji proizlaze iz energetskih propisa. Nameće se zaključak da zakonodavni i regulatorni okvir ne bi trebalo (pre)često mijenjati, pa čak i ako ima i određenih neusklađenosti (koje su razumljive kada se radi o potpuno novim područjima koji su posljedica energetske tranzicije i redizajna tržišta (električne) energije).
Postoje određena iskustva za dio opisanih izazova, ali s vrlo kratkim trajanjem i u relativno malom broju slučajeva, za relevantne zaključke temeljem iskustva. Očito je nužna još brža prilagodba HEP ODS-a (i drugih dionika) na ovakve dinamične promjene u cilju kvalitetne pripreme novih projekata. Fokus bi trebao biti na razradi prvih konkretnih pilot projekata u distribucijskoj mreži vezanim za nove energetske subjekte i nove energetske djelatnosti. Tako bi uspjeli podignuti ukupnu razinu razumijevanja, (sa)znanja i iskust(a)va na temelju kojih se može unaprijediti ono što je već sada propisano.

Nadalje, unatoč određenom pozitivnom natjecanju u rješenjima i idejama unutar EU u cilju brže i kvalitetnije energetske tranzicije, HEP ODS treba uvijek sagledavati određene rizike (pre)brzih promjena. HEP ODS može unijeti i određene odredbe u propise u svojoj nadležnosti kojima se preveniraju moguće poteškoće/rizici u budućem razdoblju rada elektroenergetskog sustava. To nije usporavanje određenih neminovnih promjena, već korak ka njihovoj uspješnoj provedbi kroz osvještavanje drugih dionika o nekim tehničkim izazovima. U konačnici takav pristup može biti ubrzanje dostizanja barem nekih željenih ciljeva koji nisu uvijek u potpunom suglasju (ugradnja napredne mjerne infrastrukture, osmotrivost u dubini mreže, dobivanje informacija/podataka iz dubine mreže, korištenje sustava za upravljanje podacima i informacijama, smanjenje i izmještanje vršnog opterećenja (bilo kojeg smjera), upravljanja zagušenjima, odgoda ulaganja i/ili veća učinkovitost ulaganja, pojačan prihvat OIE, smanjenje potrošnje, smanjenje prijenosa i distribucije električne energije, smanjenja emisija stakleničkih plinova, itd.,). I na kraju, temeljem opisanog, nameće se zaključak da operatori distribucijskog sustava (pogotovo koji su označeni kao "veliki" u EU) nužno trebaju jačati (između ostalog) i funkcije regulatornih poslova u svojoj organizaciji radi uspješnog rješavanja izazova koji su posljedica ubrzane eneregstke tranzicije i redizajna tržišta električne energije.

LITERATURA

[1] Hrvatski sabor: Zakon o tržištu električne energije, NN 111/2021 i 83/23, 2021.
[2] Europski parlament i Vijeće europske unije, Direktiva (EU) 2019/944 od 5. lipnja 2019. o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije i izmjeni Direktive 2012/27/EU, Brussels, EU, 2019.
[3] Europska komisija, Uredba (EU) 2019/943 Europskog parlamenta i Vijeća od 5. lipnja 2019. godine o unutarnjem tržištu električne energije, Brussels, EU, 2019. .
[4] Europska komisija, Uredba (EU) 2015/1222 od 24. srpnja 2015. o uspostavljanju smjernica za dodjelu kapaciteta i upravljanje zagušenjima, Brussels, EU, 2015.
[5] Lipošćak Z., 2023., "Prioritetne regulatorne teme u području distribucije" HRO CIRED, 8,(14,) savjetovanje Trogir, 04.06-06.06. 2023., referat S06-5
[6] Perić.K, Milešević B., Periša I., Pirić D., 2023., "Preporuke za korištenje usluge upravljanje zagušenjima u distribucijskoj mreži"
[7] Dimnjaković R., Čavlović M., Klišanin T., Bolfek, 2023, "Nefrekvencijske pomoćne usluge u distribucijskom sustavu", HRO CIGRE, 16. savjetovanje 05.-08.11.2023. Šibenik, referat C06-13
[8] Klišanin T., Lipošćak Z., Strmečki G., Komen V-, 2023., "Neke nove obveze ODS-a i mrežna pravila distribucijskog sustava", HRO CIRED, 8,(14,) savjetovanje Trogir, 04.06-06.06. 2023., referat S06-6
[9] Burul I., Ugarković K., Širić I., Cvitanović M., Wagmann L., 2023., "Nova pravila o priključenju na distribucijsku mrežu s naglaskom na priključenje proizvodnih postrojenja, HRO CIGRE, 16.savjetovanje 5.-8.11.2023. Šibenik, referat C06-5

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R6-14

SMANJENJE POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE KUPACA IZ KATEGORIJE DOMAĆINSTVO PRIMENOM ZAKLJUČKA VLADE REPUBLIKE SRBIJE

REDUCTION OF ELECTRICITY CONSUMPTION OF CUSTOMERS FROM THE HOUSEHOLD CATEGORY BY IMPLEMENTING THE CONCLUSION OF THE GOVERNMENT OF THE REPUBLIC OF SERBIA

Jadranka RISTIĆ, AKCIONARSKO DRUŠTVO „ELEKTROPRIVREDA SRBIJE“, BEOGRAD, REPUBLIKA SRBIJA

KRATAK SADRŽAJ

U periodu globalne energetske krize, neposredno pred zimski period 2023/2024. godine, Vlada Republike Srbije donela je Zaključak, kojim je preporučeno Akcionarskom društvu „Elektroprivreda Srbije“ Beograd da kupcima iz kategorije „domaćinstvo“ obračuna dve vrste popusta za racionalnu potrošnju električne energije. Na ovaj način, sva domaćinstva u Republici Srbiji bila su motivisana da smanje potrošnju električne energije, što je velika većina i učinila.
Ovaj rad detaljno opisuje kriterijume za obračun popusta za racionalnu potrošnju električne energije za kupce iz kategorije „domaćinstvo“, broj domaćinstava i količinu električne energije koju su ista smanjila. Takođe, opisani su i ostvareni finansijski benefiti kako za kupce iz kategorije „domaćinstvo“, tako i za Akcionarsko društvo „Elektroprivreda Srbije“ Beograd.
Cilj rada je podrška domaćinstvima za smanjenje potrošnje električne energije u Republici Srbiji, u periodu svetske energetske krize.

Ključne riječi: smanjenje potrošnje, domaćinstvo, popust za racionalnu potrošnju električne energije

ABSTRACT

In the period of the global energy crisis, just before the winter period of 2023/2024. year, the Government of the Republic of Serbia adopted a Conclusion, which recommended the Joint Stock Company "Elektroprivreda Srbije" Belgrade to calculate two types of discounts for customers from the "household" category for the rational consumption of electricity. In this way, all households in the Republic of Serbia were motivated to reduce their electricity consumption, which the vast majority did.
This paper describes in detail the criteria for calculating discounts for rational consumption of electricity for customers from the "household" category, the number of households and the amount of electricity they have reduced. Also, the financial benefits realized both for customers from the "household" category and for the Joint Stock Company "Elektroprivreda Srbije" Belgrade are described.
The work aims to support households to reduce electricity consumption in the Republic of Serbia, during the period of the global energy crisis.

Key words: consumption reduction, household, discount for rational consumption of electricity

Jadranka Ristić, Republika Srbija, Beograd, Masarikova 1-3, jadranka.ristic@eps.rs

1. UVOD

U uslovima globalne energetske krize, neophodno je da svaki pojedinac i svaka kompanija učini sve napore da se posledice istih svedu na najmanju moguću meru.
Potražnja za energentima sve je veća i to je uslovilo naglo povećanje cena istih. Konkretno, cena električne energije vrtoglavo raste od početka 2022. godine. Najviše je pogođena Evropa, zbog trenutne geopolitičke situacije. Republika Srbija, kao članica Evropske zajednice, takođe je zahvaćena ovom krizom.

U teškim trenucima, svaka država pokušava da učini sve što je moguće za svoje građane i privredu i pomogne na svaki mogući način.
Da bi se što više energije uštedelo u zimskom periodu, kada se ista i najviše troši, Vlada Republike Srbije je donela skup mera u cilju pomoći građanima i privredi.

Najpre su ograničene cene za garantovano snabdevanje, a zatim i za otvoreno tržište. Pored toga, u septembru 2023. godine Vlada Republike Srbije donela je Zaključak, kojim je predložila Akcionarskom društvu "Elektroprivreda Srbije", Beograd da svim domaćinstvima koja u periodu od oktobra 2023. godine do marta 2024. godine uštede više od 5% električne energije u odnosu na isti mesec prethodne dve godine ili povećaju učešće količine električne energije u nižoj tarifi za 5% u odnosu na prethodnu godinu, obračuna popust za racionalnu potrošnju električne energije.
Akcionarsko društvo "Elektroprivreda Srbije", Beograd odmah je primenilo zaključak Vlade Republike Srbije i svakog meseca analizira pripadajuće energetske i finansijske rezultate.
U ovom radu biće prikazani kriterijumi i uslovi za sticanje popusta za racionalnu potrošnju električne energije, načini na koje se može uštedeti električna energija, koje su količine uštede električne energije, finansijska isplativost za građane i Akcionarsko društvo "Elektroprivreda Srbije", Beograd.

2. GLOBALNA ENERGETSKA KRIZA

2.1 Šta je energetska kriza?

Energetska tržišta počela su da se zaoštravaju 2021. godine zbog raznih faktora, uključujući i izuzetno brz ekonomski oporavak nakon korona pandemije. Situacija je dramatično eskalirala u potpunu globalnu energetsku krizu nakon početka rata između Rusije i Ukrajine u februaru 2022. godine. Cena prirodnog gasa dostigla je rekordne vrednosti, a kao rezultat toga i električna energija.
Iako današnja energetska kriza ima neke paralele sa naftnim šokovima iz 1970-ih, postoje važne razlike. Današnja kriza uključuje sva fosilna goriva, dok su šokovi cena iz 1970-ih bili uglavnom ograničeni na naftu u vreme kada je svetska ekonomija mnogo više zavisila od nafte, a manje od gasa. Cela reč ekonomija je mnogo više povezana nego što je bila pre 50 godina, što povećava i uticaj. Zato ovo možemo nazvati prvom istinski globalnom energetskom krizom.

2.2 Koji su uzroci energetske krize?

Cene energenata rastu od 2021. godine zbog brzog ekonomskog oporavka, vremenskih uslova u raznim delovima sveta, radova na održavanju koji su odloženi zbog pandemije i ranijih odluka naftnih i gasnih kompanija i zemalja izvoznica da smanje investicije.
Rat između Rusije i Ukrajine uveliko je pogoršao situaciju. Sjedinjene Američke Države i EU uvele su seriju sankcija Rusiji, a mnoge evropske zemlje su izjavile da nameravaju da u potpunosti ukinu uvoz ruskog gasa. U međuvremenu, Rusija je sve više ograničavala ili čak isključivala svoje izvozne cevovode. Sve je to dovelo do ionako tesnih zaliha gasa.
Kako je Evropa nastojala da zameni ruski gas, podigla je cene američkog, australijskog i katarskog tečnog prirodnog gasa. Pošto gas često određuje cenu po kojoj se struja prodaje, cene električne energije su takođe porasle.
I proizvođači i uvoznici tečnog prirodnog gasa žure da izgrade novu infrastrukturu kako bi povećali trgovinu na međunarodnom nivou, ali ovi projekti su skupi i traju godinama.
Cene nafte su takođe u početku skočile pošto su međunarodni trgovinski putevi rekonfigurisani nakon što su Sjedinjene Američke Države, mnoge evropske zemlje i neki od njihovih azijskih saveznika rekli da više neće kupovati rusku naftu. Neki špediteri su odbili da prevoze rusku naftu zbog sankcija i rizika osiguranja. Mnogi veliki proizvođači nafte nisu bili u stanju da povećaju ponudu kako bi zadovoljili rastuću potražnju – čak i uz podsticaj visokih cena – zbog nedostatka investicija poslednjih godina.
Globalne klimatske politike su u nekim krugovima okrivljene za doprinos nedavnom porastu cena energije, ali za to nema dokaza. U stvari, veća ponuda čistih izvora energije i tehnologija zaštitiće potrošače i ublažiti pritisak na povećanje cena goriva.

2.3 Šta rade vlade?

Više cene energije doprinele su bolno visokoj inflaciji, gurnule porodice u siromaštvo, primorale neke fabrike da smanje proizvodnju ili čak zatvore, i usporile ekonomski rast do te mere da neke zemlje idu ka teškoj recesiji. Evropa, čije je snabdevanje gasom istorijski oslonjeno na Rusiju, suočava se sa nestašicom gasa ove zime, dok su mnoge ekonomije u usponu videle naglo veće račune za uvoz energije i nestašice goriva.
Čak i u razvijenim ekonomijama, rastuće cene su uticale na ugrožena domaćinstva i izazvale značajne ekonomske, socijalne i političke pritiske.

Sve vlade nastoje da ublaže udar na kupce i preduzeća, bilo direktnom pomoći, bilo ograničavanjem cena za potrošače. Rastuća inflacija pokrenula je povećanje kratkoročnih kamatnih stopa u mnogim zemljama, usporavajući privredni rast.

Evropljani su požurili da povećaju uvoz gasa od alternativnih proizvođača kao što su Alžir, Norveška i Azerbejdžan. Nekoliko zemalja nastavilo je ili proširilo upotrebu uglja za proizvodnju električne energije, a neke su produžile život nuklearnih elektrana koje su predviđene za povlačenje iz pogona. Članice EU su takođe uvele obaveze skladištenja gasa i dogovorile dobrovoljne ciljeve za smanjenje potražnje za gasom i električnom energijom za zimu 2023/2024. godine kroz mere efikasnosti, veće korišćenje obnovljivih izvora energije i podršku poboljšanju efikasnosti.
Vlada Republike Srbije obezbedila je potrebne količine gasa za građane i privredu, ograničila cene električne energije kako za regulisano tako i za otvoreno tržište električne energije, već godinama pomaže energetski ugroženim domaćinstvima kroz umanjenje iznosa za električnu energiju, a pred početak zime 2023. godine donela je i Zaključak u cilju podsticaja "domaćinstva" da smanje potrošnju električne energije u narednih 6 meseci.

3. PRIMENA ZAKLJUČKA VLADE REPUBLIKE SRBIJE

U septembru 2023. godine, pred početak zimskog perioda, na predlog Ministarstva privrede, Vlada Republike Srbije donela je Zaključak, kojim je Akcionarskom društvu "Elektroprivreda Srbije", Beograd preporučeno, da kupcima električne energije iz kategorije "domaćinstvo" (u skladu sa čl. 2. Zakona o energetici [1]) i Metodologijom za određivanje cene električne energije za garantovano snabdevanje [2]), obračuna dva popusta na zaduženje za električnu energiju po zadatim kriterijumima:
1. ukoliko umanje potrošnju električne energije u odnosu na isti mesec u prethodne dve godine u kojem je ostvarena veća potrošnja, na sledeći način:
   - 20% popusta - za umanjenje potrošnje više od 5%, a manje ili jednako 15%,
   - 25% popusta - za umanjenje potrošnje više od 15%, a manje ili jednako 20%,
   - 30% popusta - za umanjenje potrošnje više od 20%, a manje ili jednako 25%,
   - 35% popusta - za umanjenje potrošnje više od 25%, a manje ili jednako 30%,
   - 40% popusta - za umanjenje potrošnje više od 30%.
2. ukoliko učešće niže tarife u mesečnom obračunu uvećaju za najmanje 5% u odnosu na učešće niže tarife u svom mesečnom obračunu za isti mesec prethodne godine da obračuna popust od 5%.
Popust se obračunava na zaduženje stavki za električnu energiju u obračunskom periodu. Primena popusta odnosi se na period od 6 meseci počev od računa za oktobar 2023. godine, a zaključno sa računom za mart 2024. godine. Popust se ne obračunava kupcima koji nemaju potrošnju u obračunskom periodu. Pored toga, kod novoprijavljenih kupaca električne energije nije moguće izvršiti poređenje potrošnje i samim tim ni da li je ostvarena ušteda električne energije u odnosu na prethodni period.
U skladu sa Zaključkom Vlade Republike Srbije, Akcionarsko društvo "Elektroprivreda Srbije", Beograd odmah je krenulo sa svim aktivnostima na implementaciji istog. Uvedene su dve nove stavke na računu za "domaćinstva" pod nazivom "Popust za racionalnu potrošnju električne energije" i "Popust za racionalnu potrošnju niže tarife električne energije".
U cilju što efikasnije realizacije smanjenja potrošnje električne energije, Vlada Republike Srbije, Ministarstvo rudarstva i energetike i Akcionarsko društvo "Elektroprivreda Srbije", Beograd, odmah su počeli da informišu građane (preko sredstava javnog informisanja, na sajtu navedenih institucija i na računu za električnu eneriju) na koji način "Domaćinstva" mogu da dobiju velike popuste za električnu energiju u slučaju da smanje potrošnju za više od 5% u odnosu na isti mesec prethodne godine. Pored toga, dati su saveti za uštedu električne energije u domaćinstvima: Obične sijalice zamenite LED sijalicama, Temperaturu frižidera podesite na 3-5°C, a zamrzivača na -18°C, Proverite da li vrata i prozori dobro dihtuju, Isključite svetlo u prostorijama u kojima niko ne boravi, Podesite termostat bojlera na 50-60°C, Isključite TV i kompjuter iz utičnice kada ih ne koristite, Mašine za pranje uključujte samo pune, uz kraće programe i nižu temperaturu, Uskladite veličinu šerpe i ringle, rernu ne otvarajte pri pečenju, isključite 10 minuta pre kraja pečenja, Energetski najefikasniji aparati i uređaji imaju oznake: „A", „B" i „C".

4. PREGLED SMANJENJA UTROŠENE ELEKTRIČNE ENERGIJE I OSTVARENIH POPUSTA ZA RACIONALNU POTROŠNJU OD STRANE DOMAĆINSTVA

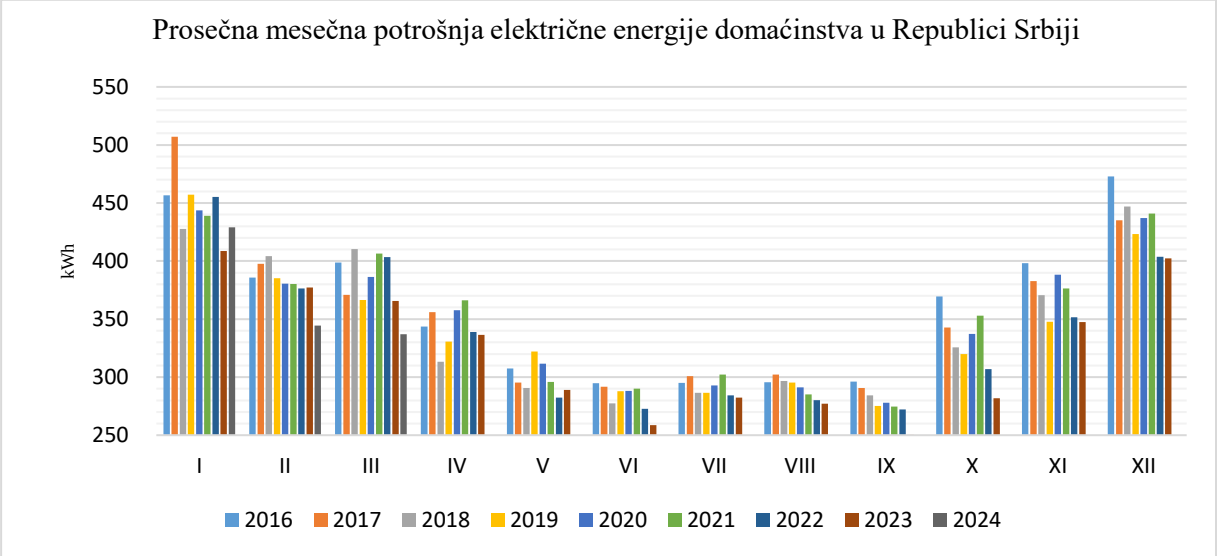
4.1 Pregled količina utrošene električne energije "domaćinstva" od 2016. do 2024. godine

Količine utrošene električne energije (GWh) domaćinstava u Republici Srbiji, u periodu od 2016. do 2024. godine mogu se videti u Tabeli 1. Iz iste se može zaključiti da je najviše električne energije utrošeno u 2016, a zatim u 2021. i 2017. godini.

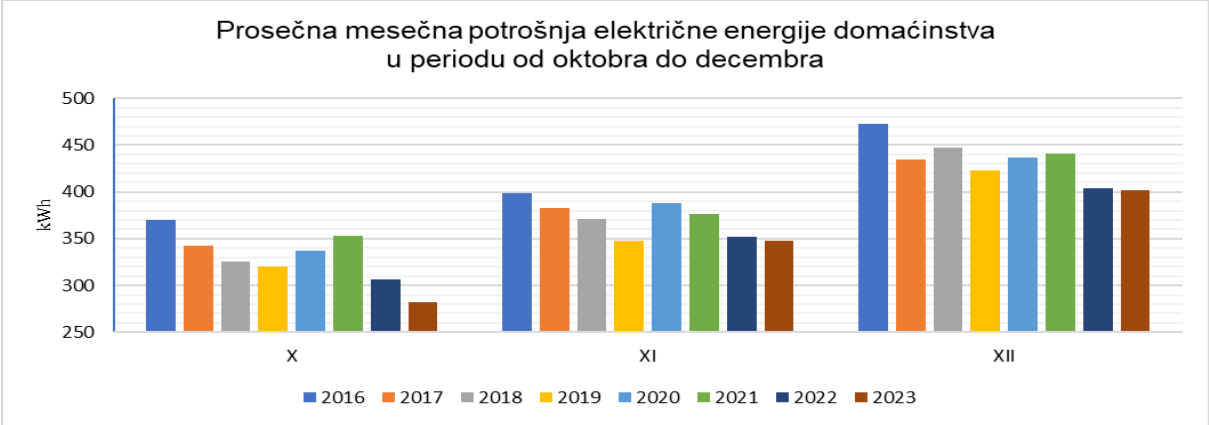
Tabela 1. Pregled količina mesečne utrošene električne energije (GWh) domaćinstva od 2016. do 2024. godine.

Mesec	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
II	1,241	1,283	1,310	1,252	1,241	1,248	1,245	1,255	1,160
III	1,285	1,198	1,329	1,191	1,260	1,335	1,335	1,216	1,132
IV	1,106	1,150	1,015	1,074	1,167	1,203	1,122	1,120	
V	990	954	941	1,046	1,018	972	935	963	
VI	950	943	898	936	941	953	903	862	
VII	951	972	929	932	957	994	941	941	
VIII	953	978	962	961	952	939	927	925	
IX	955	940	922	896	909	905	901	836	
X	1,192	1,110	1,056	1,041	1,105	1,164	1,018	942	
XI	1,285	1,239	1,202	1,132	1,272	1,243	1,167	1,160	
XII	1,525	1,409	1,452	1,379	1,433	1,456	1,340	1,352	
Uk. I-XII	13,922	13,811	13,401	13,325	13,701	13,852	13,340	12,929	3,727

Prosečna mesečna potrošnja električne energije (GWh) domaćinstva u periodu od 2016. do 2024. godine, prikazana je na slici 1. Interesantno je da je potrošnja u oktobru 2023, novembru 2023, decembru 2023, februaru 2024 i martu 2024. godine bila najmanja u odnosu na ostale godine, što nije slučaj za ostale mesece. To je prvi od pokazatelja da je Zaključak Vlade Republike Srbije uticao na smanjenje utrošene električne energije.



Slika 1. Prosečna mesečna potrošnja električne energije domaćinstva u Republici Srbiji



Slika 2. Prosečna mesečna potrošnja električne energije domaćinstva u periodu od oktobra do decembra, od 2016. do 2023. godine

Takođe, na slici 2. prikazane su mesečne potrošnje u mesecima oktobar-decembar u prethodnih sedam godina. Ne smemo zanemariti uticaj srednjih mesečnih temperatura na potrošnju električne energije domaćinstva u našoj zemlji, koje su prikazane u Tabeli 2.

Tabela 2. Srednje mesečne temperature (°C) u Republici Srbiji

Mesec	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
I	2.43	-3.55	5.18	0.76	1.80	4.20	2.35	5.77	4.06
II	8.92	5.25	2.21	5.48	7.50	6.44	6.98	4.86	11.08
III	8.99	11.43	6.67	11.33	9.06	7.00	6.94	10.15	11.13
IV	15.41	12.56	18.03	14.09	14.01	10.43	12.20	11.23	
V	17.35	18.18	21.20	15.44	16.48	17.34	20.08	17.25	
VI	22.39	24.05	22.07	23.89	20.66	23.76	24.49	21.41	
VII	24.14	25.51	23.03	24.07	23.35	26.43	25.59	25.77	
VIII	22.20	26.00	25.43	25.87	24.71	23.83	24.82	24.50	
IX	19.71	18.63	20.24	20.14	21.20	19.35	18.10	22.29	
X	11.16	13.75	16.31	16.02	14.30	11.74	15.45	17.72	
XI	7.58	8.37	8.84	12.50	7.20	8.87	9.37	9.55	
XII	0.75	4.98	3.21	5.90	5.60	4.03	6.87	6.88	

Oktobar, novembar, decembar i januar su bili najtopliji u 2023. godini, novembar u 2019. godini, a februar i mart u 2024. godini.
Iz navedenog sledi da nije samo srednja temperatura uticala na smanjenje/povećanje potrošnje, već i primena Zaključka Vlade Republike Srbije.

5. Podaci o ostvarenim popustima za racionalnu potrošnju električne energije

Podaci o ostvarenim popustima za racionalnu potrošnju el. energije domaćinstva prikazani su u tabeli 3 i 4.

Tabela 3. Pregled broja domaćinstava koja su ostvarila popust za racionalnu potrošnju električne energije smanjenjem utrošene električne energije u odnosu na isti mesec u prethodne 2 godine

Mesec	Broj domaćinstava koja su smanjila potrošnju u x mesecu 2023/2024 u odnosu na x mesec 2021/2022/2023.	Ukupan broj domaćinstva, koja su mogla ostvariti popust za racionalnu potrošnju	% domaćinstava sa ostvarenim popustom
X 2023	1.870.469	3.349.243	56%
XI 2023	1.631.341	3.343.087	49%
XII 2023	1.630.345	3.351.053	49%
I 2024	1.574.010	3.343.538	47%
II 2024	1.660.200	3.360.402	49%
III 2024	1.816.889	3.366.095	54%

Tabela 4. Pregled broja domaćinstava koja su ostvarila popust za racionalnu potrošnju električne energije povećanjem učešća niže tarife za više od 5% u odnosu na isti period prethodne godine

Mesec	Broj domaćinstava koja su povećala učešće niže tarife u ukupnoj potrošnji u x mesecu 2023/2024 u odnosu na x mesec 2022/2023.	Ukupan broj domaćinstva, koja su mogla ostvariti popust za racionalnu potrošnju	% domaćinstava sa ostvarenim popustom
X 2023	374.579	3.349.243	11%
XI 2023	420.315	3.343.087	13%
XII 2023	404.926	3.351.053	12%
I 2024	420.573	3.343.538	13%
II 2024	425.534	3.360.402	13%
III 2024	415.584	3.366.095	12%

Popust za racionalnu potrošnju smanjenjem utrošene električne energije u odnosu na isti mesec u prethodne dve godine mesečno je ostvarilo između 47% i 56% domaćinstava, a popust za racionalnu potrošnju električne energije povećanjem učešća niže tarife za više od 5% ostvarilo je od 11% do 13%.

Tabela 5. Pregled % domaćinstva koja su ostvarila odgovarajući popust za racionalnu potrošnju električne energije

% ostvarenog popusta za racionalnu potrošnju električne energije	Mesec					
	X 2023	XI 2023	XII 2023	I 2024	II 2024	III 2024
20%	11%	13%	13%	13%	12%	12%
25%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
30%	5%	5%	5%	5%	5%	6%
35%	5%	4%	4%	4%	4%	5%
40%	29%	20%	20%	19%	22%	25%
Ukupno	56%	49%	49%	47%	49%	54%

Najveći % domaćinstava ostvario je najveći popust tj. 40% popusta za racionalnu potrošnju električne energije. Manji % domaćinstava ostvario je popust u iznosu od 20%, 25%, 30% i 35%.

6. ANALIZA FINANSIJSKE ISPLATIVOSTI

6.1 Ušteda za domaćinstva koja su smanjila potrošnju električne energije

Mesečni iznosi umanjenja zaduzenja računa za električnu energiju, koja su odobrena onim domaćinstvima koja su smanjila potrošnju električne energije u istom mesecu u odnosu na prethodne dve godine ili povećala učešće niže tarife za više od 5% u odnosu na isti mesec prethodne godine, prikazana su u tabeli 6:

Tabela 6. Obračunati iznosi popusta za racionalnu potrošnju električne energije

Mesec	Iznos popusta za racionalnu potrošnju električne energije smanjenjem potrošnje el. energije (din)	Iznos popusta za racionalnu potrošnju električne energije povećanjem učešća niže tarife (din)	Ukupan iznos popusta za racionalnu potrošnju električne energije (din)	Iznos popusta za racionalnu potrošnju električne energije (€)
X 2023	1.276.395.152	36.729.486	1.313.124.637	11.209.874
XI 2023	1.313.614.439	65.742.541	1.379.356.980	11.775.286
XII 2023	1.580.001.204	76.751.403	1.656.752.607	14.143.355
I 2024	1.569.853.865	87.412.195	1.657.266.059	14.147.738
II 2024	1.509.681.923	66.322.902	1.576.004.824	13.454.028
III 2024	1.631,669,506	44,342,371	1.676.011.877	14,307,767
Ukupno	8,881,216,089	377,300,898	9,258,516,987	79,038,048

Iznosi popusta su bez akcize i PDV i iznose oko 16% fakturisanog iznosa računa za domaćinstva.

6.2 Finansijska ušteda za Akcionarsko društvo „Elektroprivreda Srbije“ Beograd

Finansijska analiza isplativosti na strani Akcionarskog društva „Elektroprivreda Srbije“ Beograd rađena je na količini smanjenja potrošnje električne energije u periodu od oktobra 2023. do marta 2024. godine. Zatim su primenjene mesečne cene eletkrične energije sa HUPXa [6] i istima pomnožene smanjene količine električne energije domaćinstva, koja su ostvarila popust za racionalnu potrošnju.
Na taj način, dobijeni su iznosi koliko bi Akcionarsko društvo „Elektroprivreda Srbije“ Beograd koštala na otvorenom tržištu smanjena količina utrošene električne energije u periodu od oktobar 2023 – mart 2024. godine u odnosu na period od oktobar 2021/2022 – mart 2022/2023. godine, što se može videti u tabeli 7.

Na osnovu dobijenih rezultata možemo zaključiti da je Akcionarsko društvo „Elektroprivreda Srbije“ Beograd uštedelo preko 9 miliona € i pored obračunatog popusta za racionalnu potrošnju električne energije domaćinstvima koja su ispunila kriterijume za ostvarenje popusta za racionalnu potrošnju električne energije. Primenom Zaključka Vlade Republike Srbije učinjena je velika finansijska ušteda i za domaćinstva koja su ispunila kriterijume za ostvarenje popusta za racionalnu potrošnju električne energije i za Akcionarsko društvo „Elektroprivreda Srbije“ Beograd.

Tabela 7. Količine smanjenja električne energije i iznosi uštede

Mesec	Količine smanjenja električne energije (MWh)	Cena el. energije (€/MWh)	Iznos uštede za racionalnu potrošnju električne energije (€)
X 2023	201,108	104.91	21,097,307
XI 2023	149,991	99.38	14,905,365
XII 2023	176,672	81.72	14,436,943
I 2024	166,168	85.73	14,245,209
II 2024	192,071	69.35	13,320,491
III 2024	155,075	65.12	10,099,146
Ukupno	1,041,085		88,104,460

7. ZAKLJUČAK

Savremeni način života dovodi do sve veće potrošnje električne energije. Predviđanja su da će se do 2050. godine, potrošnja povećati do 60%, što je delom posledica povećanja broja stanovništva i bruto domaćeg proizvoda, ali najviše zbog očekivane elektrifikacije transporta i industrije.
Projekcije različitih agencija pokazuju da se potražnja može povećati za između 10TWh i 60TWh (teravat sati) do sredine veka. Trenutno se proizvodi 43TWh električne energije godišnje za napajanje cele zemlje.
Sa druge strane, svet je zahvatila globalna energetska kriza. Traže se rešenja za izlaz iz trenutne situacije, ali dok se ne nađe dugoročno rešenje, svaki pojedinac i svaka kompanija mora odgovorno da se ponaša i da svoj doprinos.
Prvo što se nameće i o čemu je javnost informisana, jeste da treba primeniti mere i savete za uštedu električne energije. Na taj način, izvesno je da će se iznosi računa za električnu energiju smanjiti, jer se manja količina električne energije obračunava. To ne podrazumeva da se smanji komfor, već da se racionalno koristi električna energija i kroz tu racionalnost poboljša energetska efikasnost.
Kako je država prvo ograničila cene električne energije, u cilju finansijske zaštite građana i privrede, nametnuo se rizik da li će svi imati interes da istu i štede.
Odmah nakon toga, država je dodatno motivisala građane Republike Srbije da štede električnu energiju, tako što im je obezbedila umanjenje računa pod određenim uslovima, tu priliku je prepoznao veliki procenat građana i istu iskoristio. Najveći broj kupaca dobio je umanjenje računa za 40%, jer su uštedeli više od 30% električne energije u odnosu na isti mesec prethodne godine.
Finansijski rezultati pokazuju da su veliku korist od primene zaključka Vlade Republike Srbije imali i građani i Akcionarsko društvo „Elektroprivreda Srbije“ Beograd.
Ono što je još bitnije, a čega su se mnogi pribojavali na početku zime, o restrikcijama se nije ni razmišljalo i istih nije ni bilo.
Ubuduće, dok se ne završi energetska kriza, treba sprovoditi iste ili slične akcije, koje će dati odlične rezultate.

LITERATURA

[1] Zakon o energetici ('Sl. glasnik RS', br. 145/2014, 95/2018 - dr. zakon, 40/2021, 35/2023 - dr. zakon i 62/2023), https://www.paragraf.rs/propisi/zakon_o_energetici.html
[2] Metodologija za određivanje cene električne energije za garantovano snabdevanje, https://www.aers.rs/Index.asp?l=1&a=93#MOC11
[3] Odluka o regulisanoj ceni električne energije za garantovano snabdevanje, sa primenom od 01. novembra 2023. godine, https://www.aers.rs/FILES/Odluke/OCenama/20230926_Odluka%20o%20regulisanoj%20ceni.pdf
[4] Odluka o ceni pristupa sistema za distribuciju električne energije, sa primenom od 01.10.2021. godine, https://www.aers.rs/FILES/Odluke/OCenama/2021-10-01_ED%20Cenovnik%20-%20distribucija.pdf
[5] Pravila o radu distributvnog sistema, jul 2017. godine, http://aers.rs/FILES/AktiAERS/AERSDajeSaglasnost/2017-07-19_Pravila%20o%20radu%20ED-ODS%20EPS%20distr.pdf
[6] HUPX Historical data, https://hupx.hu/en/market-data/dam/historical-data.

I SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE
10-13.jun 2024.
god, Budva

Broj rada: R6-15

TRANSFORMACIJA SAP ERP SISTEMA U ELEKTROPRIVREDI BOSNE I HERCEGOVINE

TRANSFORMATION OF SAP ERP SYSTEM IN ELEKTROPRIVREDA OF BOSNIA AND HERZEGOVINA

Selma KOVAČEVIĆ, JP Elektroprivreda BiH, Bosna i Hercegovina
Adnan KRALJIĆ, JP Elektroprivreda BiH, Bosna I Hercegovina
Tarik KRALJIĆ, JP Elektroprivreda BiH, Bosna I Hercegovina

KRATAK SADRŽAJ

Za provođenje ključnih poslovnih procesa, Elektroprivreda Bosne i Hercegovine kao najveća elektroprivredna kompanija u državi koristi SAP sistem. SAP sistem je implementiran kao dio cjelokupnog informacionog okruženja kompanije. SAP sistem je, inicijalno pušten u rad, kroz Pilot projekat 2009. godine, te je potom, a zaključno sa 2014. godinom, dalje nadograđivan kroz različite projekte implementacije: FMIS proširenje (Roll out) na preostale podružnice, implementacija SAP HR sistema u cijeloj kompaniji, te implementacija SAP EAM sistema u podružnicama termoelektrana Kakanj (TEK) i hidroelektrane na Neretvi (HEN). Kompanija i dalje koristi staru verziju SAP ERP sistema, dok je trenutno u svijetu aktuelna verziju SAP S/4HANA, koja između ostalog podrazumjeva i potpunu zamjenu svih non-SAP baza podataka sa S/4HANA in memory bazom podataka. Navedeno stanje implementiranih SAP modula, sa sadržanim funkcionalnostima, strukturom i količinom nabavljenih licenci, a koje druže vrijeme nisu obnavljane, zatim zastarjelih verzija SAP ERP-a i Oracle baze podataka, predstavlja osnovu na kojoj je baziran projekat analize SAP sistema. Projekat analize je za svoj primarni cilj imao da detektuje i opiše poslovne procese koji su informatizirani predmetnim sistemom, funkcionalnosti softvera, prakse u provođenju radnih procedura, probleme postojećeg sistema, te u konačnici ponudi preporuke za transformaciju sistema, ali i njegovo buduće održivo korištenje i upravljanje.

Ključne riječi: SAP ERP, SAP S/HANA, FMIS, HR, EAM, EP BiH, ODS, Disaster Recovery, Green field, Brown field

ABSTRACT

To carry out key business processes, Elektroprivreda Bosnia and Herzegovina, as the largest electricity company in the country, uses the SAP system. The SAP system was implemented as part of the company's overall information environment.
The SAP system was initially put into operation through a pilot project in 2009 and then, and ending in 2014, was further upgraded through various implementation projects: FMIS expansion (Roll out), HR implementation, EAM implementation (Thermoelectric Kakanj and Hydropower plants on the Neretva). The company still uses the old version of the SAP ERP system, compared to the current version of SAP S/4HANA in the world, which includes, among other things, the complete replacement of all non-SAP databases with the S/4HANA in memory database. The stated state of the implemented SAP modules, with the contained functionalities, structure and amount of acquired licenses, which have not been renewed over time, and outdated versions of SAP ERP and Oracle database, represents the basis on which the SAP system analysis project is based. The primary goal of the analysis project was to detect and describe the business processes that are digitalized by this ERP system, software functionalities, practices in the implementation of work procedures, and ultimately offer recommendations for the transformation of the system as well as its future sustainable use and maintenance.

Key words: SAP ERP, SAP S/HANA, FMIS, HR, EAM, EP BiH, DSO, Disaster Recovery, Green field, Brown field

se.kovacevic@epbih.ba, a.kraljic@epbih.ba, t.kraljic@epbih.ba

1. UVOD

Elektroprivreda BiH, za potrebe provođenja određenih poslovnih procesa, koristi SAP sistem, koji je implementiran kao dio cjelokupnog informacionog okruženja kompanije. SAP sistem je, inicijalno pušten u rad, kroz Pilot projekat, 2009. godine koji je obuhvatio dvije podružnice (Direkcija, Elektrodistribucija Sarajevo), te je potom, a zaključno sa 2014. godinom, dalje nadograđivan kroz različite projekte implementacije: FMIS proširenje (Roll out) na preostale podružnice, implementacija SAP HR sistema u cijeloj kompaniji, te implementacija SAP EAM sistema u podružnicama TEK i HEN.
S obzirom da je proteklo značajan vremenski period u kojem se nisu radile ozbiljnije nadogradnje sistema ali i pratećih infrastrukturnih servisa (operativni sistzemi, baze podataka, middleware), pojavio se značajan sigurnosni ali i funkcionalni rizik rada sistema u takvim okolnostima.
Informacioni sistemi sa kojima SAP razmjenjuje informacije putem integracionih interfejsa doživjele su određene promjene, što je dodatno uticalo na potrebu redefiniranja I optimizacije tih interfejsa.
S druge strane, kompanija je doživjela značajne izmjene organizacije koje su uticale na same procese, organizaciju rada i provođenje procedura.
Zbog svih navedenih razloga, kompanija je donijela poslovnu odluku da se pristupi sveobuhvatnoj analizi postojećeg informacionog sistema, koja je obuhvatila poslovne procese koji su informatizirani predmetnim sistemom, funkcionalnosti softvera, prakse u provođenju radnih procedura, te u konačnici ponudila preporuke za transformaciju sistema ali i njegovo buduće održivo korištenje i održavanje.

2. ANALIZA INFRASTRUKTURE

2.1. Analiza sistemske i database infrastrukture SAP sistema sa preporukama za transformaciju

U sklopu analize postojećeg stanja hardverskih resursa i baza podataka, koji opslužuje SAP sistem i procjene kapaciteta postojećih hardverskih resursa i baza podataka izvršene su sljedeće aktivnosti, odnosno obuhvaćeni sljedeći segmenti:

- Analiza rada serverske infrastrukture zasnovane na Cisco UCS platformi (primarna i DR lokacija)
- Analiza rada virtualizacijske platforme Microsoft Hyper-V (primarna i DR lokacija)
- Analiza rada block storage sistema Dell EMC Unity 400 Hybrid (primarna lokacija) i Dell EMC Unity 300 Hybrid (DR lokacija)
- Analiza deploymenta SAP backend Oracle instanci (primarna i DR lokacija)
- Analiza backup i recovery procesa sa SAP BRTools i Veeam Backup and Replication
- Analiza failover mahanizama radi poštivanja business continuity procedura
- Analiza operativnih sistema, firmware paketa unutar matrice security i operativnih patcheva

Urađena je analiza sizinga SAP tabela, na produkcionom klijentu. Imajući u vidu količinu podatzaka u SAP tabelama, trend rasta, te činjenicu da od uvođenja sistema nije rađeno sistemsko arhiviranje podataka, analiza je rezultirala preporukom da se obavi arhiviranje podataka, pod uslovom da je to poslovno prihvatljivo. Pod ovim se misli da odluka o arhiviranju koja se preporučuje, treba biti posmatrana kao poslovna odluka kompanije, nikako odluka gledana s tehničkog aspekta.
Ukoliko se pristupi realizaciji arhiviranja podataka, potrebno je uraditi detaljnu analizu sa nosiocima i korisnicima procesa, odnosno vlasnicima podataka i napraviti jasan plan za arhiviranje podataka. Preporučljivo bi bilo, ukoliko se odluči na scenario transformacije na S/4HANA da se projekat arhiviranja završi prije transformacije i time prelazak na novisistem bude što efikasniji i produktivniji, odnosno donese i dodatne benefite, osim benefita novog sistema.

Imajući u vidu značaj infrasttukture za pouzdan, brz i siguran rad budućeg SAP sistema, tranzicija SAP platforme treba biti izvedena u skladu sa uslovima proizvođača SAP, kako u sferi kompatibilnosti i certificiranosti infrastrukture, tako i u smanjenju operativnih troškova, te angažmana administrativnog osoblja u okviru IT službe na upravljanju i održavanju sistema.
Istaknute su sljedeće preporuke u pravcu zamjene, odnosno reorganizacije sistemske infrastrukture za rad SAP sistema.

- Hiperkonvergentna infrastruktura bazirana na VMware platformi koja omogućava visoku dostupnost i punu redundanciju svih komponenti sistema, ali i procesorsku snagu i memorijske kapacitete koji mogu odgovoriti svakom zahtjevu za iznimno brzom obradom podataka
- In-memory S/4HANA baza podataka koja omogućava da se, uz niz aplikativnih inovacija, podaci obrađuju u memoriji što bliže procesoru, višestruko smanjujući period obrade.

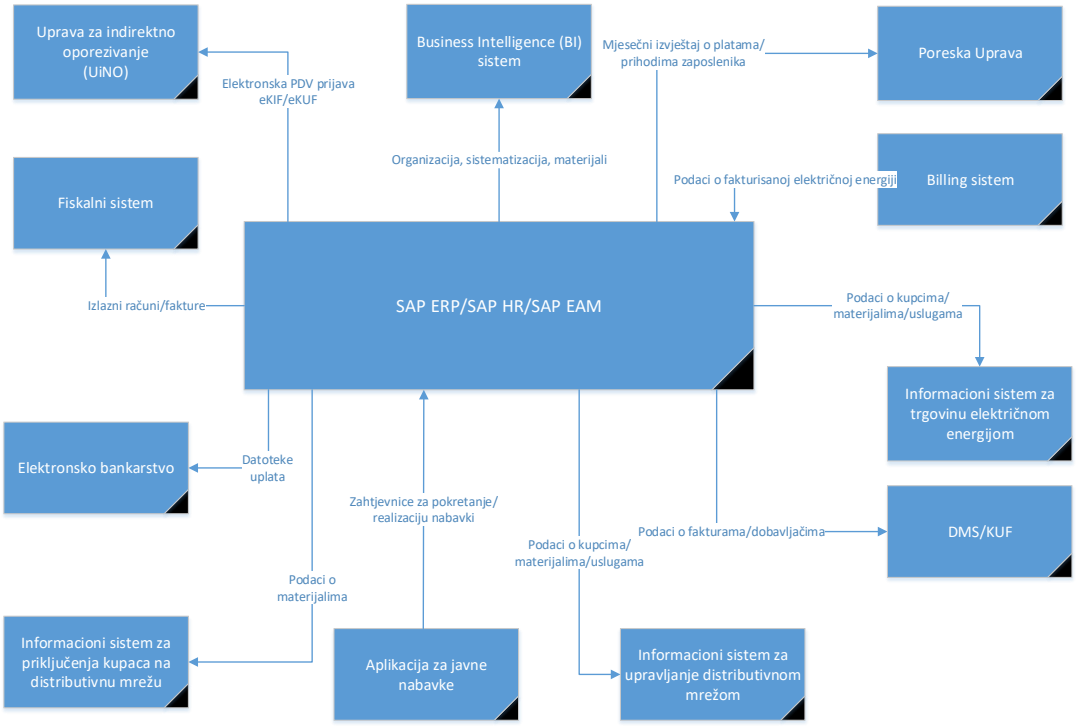
Za održavanje ovako koncipirane platforme potrebno je obezbijediti kvalifikovane ljudske resurse, i to:

- Storage administrator, sa akcentom na znanja i vještine potrebne za održavanje Dell EMC Unity
- SAN administrator, sa akcentom na znanja i vještine potrebne za održavanje Cisco UCS/Nexus
- Mrežni administrator (datacenter, distribution i access)
- Security administrator (endpoint, datacentar i perimeter security)
- LDAP (Microsoft Active Directory) administrator
- Serverski administrator, sa akcentom na znanja i vještine potrebne za održavanje Cisco UCS
- Virtualizacijski administrator, sa akcentom na znanja i vještine potrebne za održavanje Microsoft Hyper-V i Failover Clustering serverskih rola i servisa
- Oracle database administrator
- SAP aplikativni administrator
- Klijentski/desktop administrator

2.2. Analiza integracionih interfejsa

S obzirom da, u provođenju svakodnevnih radnih procedura, SAP sistem razmjenjuje različite podatke sa drugim informacionim sistemima u kompaniji, ali i van nje, analiza je obuhvatila i tzv. "non-SAP' aplikacije kao i snimak integracionih interfejsa, te dala preporuku za njihovo unapređenje, kako u pogledu tehnologije, tako i u pogledu optimizacije setova podataka koji se razmjenjuju.

Slika u nastavku daje grafički pregled interfejsa SAP sistema da drugim informacionim sistemima.



Slika 1 – Grafički pregled integracionih interfejsa SAP sistema; Izvor – autorski rad

Preporuke po pitanju interfejsa idu u pravcu zamjene postojećih interfejsa novim tehnologijama, kao i revidiranju funkcionalnosti eksternih aplikacija, sa ciljem implementiranja funkcionalnosti kroz SAP sistem.

3. ANALIZA POSLOVNIH PROCESA SA PREPORUKAMA

3.1. SAP FMIS procesi

Analiza FMIS procesa i modula SAP sistema koji informatiziraju navedene procese obuhvatila je sljedeće:

- FI modul (Finansijsko računovodstvo)
    - Računovodstvo Nove glavne knjige

    - Računovodstvo Kupca
    - Računovodstvo Dobavljača
    - Računovodstvo osnovnih sredstava
    - Modul Treasury

- CO modul (Kontroling)
    - Računovodstvo elemenata troška
    - Računovodstvo mjesta troška
    - Računovodstvo profitnih centara (Računovodstvo PC nove GL)
    - Interni nalozi
    - Analiza profitabilnosti

- IM (Upravljanje investicijama) i PS (Projektni sistem) modul
    - Organizaciona struktura i matični podaci IM/PS modula
    - Planiranje troškova i budžetiranje projekata
    - Realizacija i knjiženje stvarnih troškova projekta
    - Obračun projekata
    - Upravljanje statusima projekata
    - Izvještavanje za IM/PS procese
- MM modul (Upravljanje materijalima)
    - Organizaciona struktura
    - Matični podaci
    - Proces nabavki
    - Skladišno poslovanje
    - Izvještavanje za MM procese
- SD modul (Prodaja i distribucija)
    - Organizaciona struktura
    - Održavanje matičnih podataka poslovnih partnera/materijala/usluga
    - Održavanje ugovora i uslova prodaje
    - Prodaja električne energije kvalifikovanim i direktnim kupcima, izvoz i unutrašnja trgovina
    - Fakturisanje uz avansno plaćanje
    - Fakturisanje za proces priključenja
    - Fakturisanje usluga

Jedna od glavnih karakteristika i prednosti novog S/4HANA sistema je SAP Fiori - korisnički interfejs koji posjeduje mnogo naprednije alate za potrebe izvještavanja od trenutnog SAP GUI-a. Fiori izvještajima se pristupa putem Web pretraživača. Fiori izvještaji pružaju grafičku interpretaciju podataka iz sistema i omogućavaju brz uvid u odvijanje procesa jedne organizacije u okviru IM/PS modula. Prednost određenih Fiori izvještaja se ogleda u mogućnosti da korisnik sam podešava izgled izvještaja, odabirom dimenzija koje će se prikazivati kroz redove, odnosno kroz kolone pregleda, po ugledu na excel pivot tabele.

3.2. SAP EAM procesi

Kroz analizu poslovnih procesa vezanih za SAP EAM modul, obuhvaćeni su sljedeći funkcionalni moduli.

Poslovni procesi EAM/EHS	Poslovni procesi EAM/EHS
Medicina rada - Evidencija zdravstvenih pregleda	Sigurnost na radu - Evidencija rizika na radnim mjestima
Sigurnost na radu - Edukacija radnika u oblasti zaštite i sigurnosti na radu	Evidencija konfekcijskih brojeva
Sigurnost na radu - Pregledi i ispitivanja mikroklime u radnim i pomoćnim prostorijama	Upravljanje otpadom
Sigurnost na radu - Pregledi i ispitivanja sredstava osobne zaštite i sredstava rada i opreme	Upravljanje opasnim tvarima i materijalima
Sigurnost na radu - Evidencija povreda na radu	Izvještavanje za EHS procese
Poslovni procesi EAM/DMS	Poslovni procesi EAM/DMS
Kreiranje DMS zapisa	Odobrenje DMS zapisa za korištenje
Revizija i ažuriranje postojećih DMS zapisa	Izvještavanje za DMS procese

Obrada radnog naloga (povezivanje sa DMS zapisima)	
Poslovni procesi PM	Poslovni procesi PM
Kreiranje radnog naloga održavanja	Potvrda radnog naloga održavanja
Izvođenje radnog naloga održavanja	Zatvaranje i obračun radnog naloga održavanja
Poslovni procesi EAM	Poslovni procesi EAM
Održavanje matičnog sloga funkcijske lokacije	Izvođenje radnog naloga održavanja
Održavanje matičnog sloga jedinice opreme	Obrada radnih naloga održavanja upotrebom dozvola za rad
Održavanje sastavnica tehničkih objekata	Izdavanje operativne dozvole za rad
Održavanje mjernih tačaka (održavanje objekata po stanju)	Kreiranje Zapisnika o završetku radova
Održavanje opće liste zadataka (specifikacija radova, materijala i sl.)	Kreiranje Izvještaja o obavljenim radovima
Održavanje planova održavanja	Potvrda radnog naloga održavanja
Održavanje karakteristika	Zatvaranje i obračun radnog naloga održavanja
Održavanje klasa	Obrada mjernih dokumenata (održavanje objekata po stanju)
Održavanje matičnog sloga radnog centra	Raspoređivanje planova održavanja
Kreiranje i obrada obavijesti održavanja (zahtjevi za rad)	Upravljanje voznim parkom
Kreiranje radnog naloga održavanja (ručno i iz obavijesti održavanja)	

Tabela 1 – Pregled funkcionalnih modula SAP EAM sistema

Kroz analizu ovog modula je identifikovano da je projekat implementacije EAM modula urađen u skladu sa zahtjevima preduzeća i u najvećoj mjeri se podudara sa konceptualnim dizajnom. Međutim, implementacija EAM modula je obuhvatila implementaciju poslovnih procesa dvije proizvodne podružnice TE Kakanj i HE na Neretvi, dok je izostavljena TE Tuzla, zbog postojanja aplikacije Tehnolog. Ovim korakom se u velikoj mjeri odstupilo od cilja, pri uvođenju ovakvih ERP sistema i pratećih integrisanih modula, a to je centralizacija poslovnih procesa, centralizacija podataka i konzistentno izvještavanje.

3.3. SAP HR procesi

Analiza je uključila analizu procesa koji se odvijaju kroz SAP HR module, kao i funkcionalnosti tih modula.

Poslovni procesi HR PA	Rezultat analize
Kreiranje i održavanje organizacijske strukture s pozicijama	Prva radionica je identifikovala problem sa osnovnom procedurom rada sa matičnim slogom uposlenika, u smislu da se provodi na način da svaka promjena pozicije uposlenika (prelazak iz jedne organizacione jedinice u drugu) zahtjeva otvaranje novog kadrovskog broja. Od ove tačke nastaju brojni problemi u operativnom radu, posebno u izvještavanju. Odstupilo se od standardne prakse da je jedan uposlenik, kroz cijeli radni vijek u preduzeću, samo jedan kadrovski broj. Usljed nepostojana radnog kalendara, koji definiše smjenski rad, uočavaju se pogrešna generisanja kvota, što dalje zahtjeva manuelni rad krajnjeg korisnika. Generisanje rješenja za godišnje odmore je proces, koji je identifikovan da se različito provodi, kroz različite podružnice.
Kreiranje i održavanje kataloga poslova i rangova	
Proces zapošljavanja	
Organizacijska preraspodjela	
Odlazak i neplaćeno odsustvo	
Ponovno zapošljavanje	
Administracija matičnih podataka radnika	
Generisanje kvota odsutnosti (Evidencija dana godišnjeg odmora i plaćenog dopusta)	
Izdavanje ugovora, plana korištenja godišnjih odmora, odluka, rješenja i potvrda u skladu sa Pravilnikom o radu	
Izvještavanje za HR PA	

Poslovni procesi HR PD	Rezultat analize
Administracija kvalifikacija i zahtjeva	U sklopu ove analize je identifikovano da ovaj modul nije iskorišten, obzirom da se tek uspostavljaju procedure u odgovornom sektoru/službi. Uočena je potreba za korištenjem
Podudaranje profila	
Administracija potencijala, sklonosti i nesklonosti	

Kreiranje kataloga poslovnih događaja (obuka, edukacija, seminara i dr.)	pojedinih funkcionalnosti i potreba za izvještavanjem, s tim da je u toku analize identifikovano aktivno korištenje poslovnih događaja. Date su preporuke za unaprjeđenja i korištenje funkcionalnosti, koje sistem nudi, u sekciji analize rada kroz SAP sistem.

Poslovni procesi HR PY	Rezultat analize
Održavanje matičnih podataka o radnicima	Održavanje matičnih podataka je centralizovano, ali opterećeno usvojenom, nestandardnom, praksom otvaranja novih kadrovskih brojeva za iste uposlenike.
Evidencija radnog vremena	Ne zadovoljava potrebe ni zahtjeve – ne postoji realizacija vezana za smjenski rad.
Odsustva i bolovanja	Ne zadovaljava zahtjeve, koji su uslovljeni zakonskim propisima i iziskuju manuelan rad.
Dodatna i izvanredna primanja	Nisu uočeni problemi u radu.
Obustave i primatelji plaćanja	Ne zadovoljava zahtjeve, izuzetan manuelni rad pri evidentiranju i obračunu obustava.
Simulacija i obračun plata	Proces kompleksan, izvršava se korektno do nivoa, kada su prethodno, sve zahtjevane korekcije pripremljene manuelno.
Izvještavanje za HR PY procese	Izvještavanje je u skladu sa zakonskim propsima i nisu uočeni operativni problemi u prenosu podataka ka relevantnim institucijama.

Tabela 2 – Pregled funkcionalnih modula SAP HR sistema

4. ANALIZA MOGUĆIH SCENARIJA TRANSFORMACIJE

Prilikom pripreme za projekat analize stanja SAP sistema i njegovog korištenja, projektnim zadatkom je definisano koji scenariji se, kroz projekat analize, trebaju obraditi kako bi se na samom kraju, kao rezultat, predložilo koji od njih je najprihvatljiviji, u vidu poslovanja, troškova i vizije budućeg poslovanja kompanije.
Glavni razlog zašto je analiza mogućih scenarija bila prva od svih analiza u projektu jeste smanjenje kompleksnosti daljnih analiza po svim funkcionalnim cjelinama, a samim time i uštede vremena i ljudi tokom projekta.
Naime, projektnim planom, sa usvojenom projektnom metodologijom, se identifikovalo da bi projektni pristup, npr. pri analizi stanja jednog poslovnog procesa i preporuci za njegovo unaprjeđenje i poboljšanje bio jednostavniji i jasniji, ukoliko se mogućnost unaprjeđenja posmatra kroz jedan scenario, nego kroz dva ili više paralelnih scenarija.
Na osnovu navedenog, sljedeći scenariji su bili predmetom analize i to:

1. Scenario 1 – Implementacija novog ERP rješenja, drugih brand-name proizvođača (Oracle i Microsoft)
2. Scenario 2 – Nastavak korištenja SAP sistema sa svim mogućim scenarijima

4.1. Implementacija alternativnih vendorskih rješenja

Cilj analize ovih scenarija je bio identifikovati da li ijedan od scenarija već inicijalno nije moguć, što zbog poslovne politike proizvođača brand-name ERP sistema, što sa strane funkcionalnih mogućnosti, prednosti i nedostataka svakog od njih, a na kraju i sa aspekta do sada uloženih sredstava za SAP sistem, koji se trenutno koristi.
Obzirom da je riječ o Elektroprivreda BiH kao korisniku ERP sistema, analiza je bila usmjerena na istraživanje isključivo brand-name proizvođača ERP sistema, kao što su SAP, Oracle i Microsoft, a koji su dostupni na našem tržištu.
Analiza za Scenario 1 je obuhvatila analizu alternativnih ERP rješenja, kao što su Oracle i Microsoft, a koji su dostupni na tržištu Bosne i Hercegovine. Prvi fokus je bio na analizi slučaja da li bi, ako se razmatra da Elektroprivreda BiH ne nastavi sa korištenjem SAP sistema, nego se odluči na implementaciju novog ERP sistema, scenario uopće bio moguć, odnosno koje bi bile prednosti i nedostaci ovog scenarija.

R.br.	Kriterij	Oracle ERP (EBS)	Microsoft ERP (BC)
1.	ERP rješenje ima referencu u energetskom sektoru	DA	DA
2.	ERP rješenje ima integrisane module FMIS (FI, CO, MM, PM, SD, IM/PS)	DA	NE
3.	ERP rješenje ima integrisan HR (PA, PD, PY) modul	DA	DA

4.	ERP rješenje ima integrisan PM i EAM modul	NE	NE
5.	ERP rješenje ima certificiranu lokalizaciju za BiH za FMIS	NE	DA
6.	ERP rješenje ima certificiranu lokalizaciju za BiH za PY	NE	DA
7.	ERP rješenje je moguće integrisati sa drugim sistemima u IT okruženju	DA	DA
8.	Postoji lokalni partner (BiH) sa iskustvom u implementaciji ERP rješenja u ovoj industriji	NE	NE
10.	Postojeća implementacija bi mogla biti iskorištena za implementaciju novog ERP rješenja (Know - how/Blueprint)	NE	NE
11.	Postojeće ulaganje u licence bi moglo biti iskorišteno za implementaciju novog ERP rješenja	NE	NE

Tabela 3 – Pregled alternativnih rješenja za ERP sistem

Analiza ovih rješenja je dovela do zaključka da nijedno, od oba razmatrana ERP rješenja, u ovom trenutku nije isplativo, pa ni funkcionalno za Elektroprivreda BiH iz više razloga, od kojih će najbitniji biti predmetom razmatranja u nastavku ovog Izvještaja.

nezaobilazna je činjenica da Elektroprivreda BiH u prethodnih 14 godina, odnosno od trenutka puštanja u rad prvog SAP pilot projekta, uveliko prilagodila SAP sistem svojim poslovnim procesima, kao što je, u jednoj mjeri, i dio poslovnih procesa promijenila i prilagodila načinu rada SAP-a. Da bi se postiglo navedeno, uloženo je jako puno vremena i veliki broj ljudi u timu Elektroprivreda BiH, koji su, zajedno sa tadašnjim implementatorom SAP sistema, obradili sve željene aspekte poslovanja i doveli do usvajanja izuzetno obimne dokumentacije Konceptualnog dizajna (Blueprint), isporučene od strane implementatora tokom faze analize i pripreme za implementaciju SAP sistema.
Pored ove činjenice, izuzetno je bitno navesti činjenicu da u ovom trenutku SAP sistem u Elektroprivreda BiH koristi cca 770 uposlenika, koji su u manjoj ili većoj mjeri, upoznati s načinom rada sistema, njegovim funkcionalnostima, koji se tiču provođenja poslovnog procesa, za koji su odgovorni.
Realizacijom scenarija 1, odnosno implementacijom novog ERP rješenja drugog proizvođača, Elektroprivreda BiH imala potrebu za sljedećim ulaganjima:

1. Nabavka novih licenci za broj korisnika sistema, koliko ih trenutno koristi SAP sistem
2. Provođenje kompletne analize poslovnih procesa, koji se sada provode kroz SAP sistem, počevši od inicijalne GAP/FIT analize, odnosno identifikacije poslovnih procesa, koji potpuno odgovaraju novom rješenju, odnosno identifikaciju poslovnih procesa, koji trebaju biti prilagođeni ili izmijenjeni da bi se uspješno implementirali kroz novo rješenje
3. Provođenje kompletne analize svih postojećih interface-a, odnosno veze SAP-a sa drugim informacionim sistemima u IT okruženju EP BiH, s kojim ERP rješenje mora biti povezano da bi se nastavilo nesmetano provođenje poslovnih procesa, a koje može dovesti do potrebe za razvojem novih interface-a za novu ERP platformu
4. Obučavanje i edukacija internog tehničkog tima, koji bi uz implementatora vodio projekat implementacije novog rješenja – edukacija za druge/nove platforme
5. Obučavanje i edukacija internog tima, koji bi bili nosioci poslovnih procesa, koji bi uz implementatora vodili projekat implementacije novog rješenja
6. Obučavanje i edukcija svih korisnika novog rješenja

Sumirajući navedeno, dolazimo do zaključka da bi implementacija novog ERP rješenja drugog proizvođača, finansijski, ali i vremenski gledano, bila značajno nepovoljnija od opcije iskorištavanja ulaganja u postojeći sistem koja će biti opisana u nastavku.

4.2. Transformacija na na S/4HANA sistem

Analiza za Scenario II je obuhvatila sljedeće segmente:
Aspekt licenci

- Analiza mogućih opcija, za nastavak korištenja SAP sistema, s aspekta SAP-a, kao proizvođača i trenutno dostupnih, odnosno mogućih scenarija za EP BiH
- Analiza postojeće strukture SAP licenci i njihova trenutna iskorištenost u odnosu na nabavljeni broj licenci

- Analiza perioda isteka SAP licenci, sa analizom ograničenja i rizika koje istek, odnosno trenutno stanje licenci može prouzrokovati

Infrastrukturni aspekt

- Analiza postojećeg stanja hardverskih resursa i baza podataka, koji opslužuje SAP sistem
- Procjena kapaciteta postojećih hardverskih resursa i baza podatak
- Analiza sizinga SAP tabela
- Analiza mogućnosti rada SAP-a u hibridnom ili potpuno cloud okruženju, kako sa aspekta rada SAP sistema, tako i sigurnog pristupa od strane korisnika sistema

Funkcionalni aspekt

- Opća analiza svih poslovnih procesa, kroz funkcionalne cjeline, koji se provode kroz SAP sistem
- Analiza rada SAP-a, kroz poslovne procese svih implementiranih funkcionalnih SAP modula, koji se direktno ili indirektno provode kroz SAP sistem
- Analiza i identifikacija svih poslovnih procesa, kroz funkcionalne cjeline, koji nisu, a mogu biti dijelom integrisanog SAP sistema
- Analiza interface-a SAP-a sa drugim informacionim sistemima, u IT okruženju
- Analiza drugih aplikacija u IT okruženju, pomoću kojih se, u manjoj ili većoj mjeri, provode poslovni procesi, a koji mogu biti podržani od strane nekog od implementiranih SAP modula
- Analiza stepena iskorištenosti SAP sistema, od strane SAP korisnika i njihov stepen obučenosti za rad sa SAP-om
- Analiza internih procedura podrške za korisnike SAP sistema, od strane internog IKT tima
- Analiza korisničkih uputstava za pomoć u radu korisnika sa SAP sistemom

Kada je riječ o mogućim opcijama za nastavak korištenja postojećih licenci u novom sistemu, razmatrane su dvije opcije:

- Green field scenario: Prema trenutno važećoj prodajnoj politici SAP-a, nabavka potpuno novih SAP licenci je fokusirana samo na prodaju SAP ERP Cloud rješenja, što znači da bi se za ovaj scenario Elektroprivreda BiH trebala odlučiti za potpuni prelazak svog ERP poslovanja na Cloud platformu
- Brown field scenario: ovaj scenario je identifikovan kao jedini mogući scenario i u ovom trenutku, najprihvatljiviji. On podrazumjeva: obnovu postojećih SAP licenci, te kao drugi korak u procesu, konverziju i mapiranje postojećestrukture SAP licenci na novu strukturu S/4HANA licenci. Konverzija i mapiranje bi bili neophodni obzirom da neki od starih SAP proizvoda više ne postoje ili ako postoje, licenciraju se na drugačiji način. Konverzija bi podrazumjevala I prelazak na HANA bazu podataka.

5. PREPORUKE ZA TRANSFORMACIJU SAP SISTEMA

Na osnovu svih informacija sadržanih u analizi, zaključeno je da je za kompaniju finansijski i poslovno najadekvatniji scenario transformacija postojećeg SAP sistema na S/4HANA (Brown field za SAP licence). S druge strane, kada je u pitanju sam odabir metodologije implementacije, preporuka je da se novo S/4HANA rješenje ne realizira kao potpuna konverzija starog SAP ERP-a, sa svim modulima, funkcionalnostima i podacima, nego da se realizira kao nova implementacija sa posebnim fokusom na sljedeće segmente:

- Da se svi Z razvoji, koji su razvijeni za potrebe poslovanja kompanije implementiraju kroz standardne S/4HANA funkcionalnosti
- Da se ne prenose podaci, koji su identifikovani kao podaci za arhiviranje
- Da se implementiraju svi alati, koje S/4HANA ima, a koji predstavljaju unaprjeđenje u radu i podršci rada SAP sistema
- Da se implementiraju preporučeni SAP add-on-ovi, koji bi eliminisali potrebe za korištenjem eksternih aplikacija, odnosno omogućili, u što većoj mjeri, rad i izvještavanje kroz jedinstven sistem – SAP
- Da se u identifikovanim procesima, koji su sada dijelom eksternih aplikacija, izbjegne potreba za višestrukim unosima istog podataka, na različitim mjestima

Dodatno, za potrebe TCO analize buduće investicije potrebno je evidentiranje sljedećeg:

- Investicija u ERP sistem
    - Cijena softvera (ukoliko nije uključena u okviru korisničkih licenci)
    - Korisničke licence
    - Potencijalni cloud servisi (kao dodaci ERP sistemu)

- Investicija u implementaciju
    - Konsultantske usluge analize poslovnih procesa i izrade projektne dokumentacije
    - Usluge upravljanja projektom (project management)
    - Usluge instalacije, podešavanja i prilagodbe softvera
    - Usluge migracije podataka
    - Usluge testiranja
- Investicija u upotrebu ERP sistema
    - Usluge edukacije ključnih korisnika
    - Usluge edukacije korisnika za rad na sistemu
    - Usluge IT osoblja za upravljanje sistemom i internu podršku
    - Usluge edukacije menadžmenta kompanije za rad sa izvještajima
- Investicija u odžavanje
- Investicija u infrastrukturu (na primarnoj i disaster recovery lokaciji)
- Održavanje infrastrukture
- Vlastito osoblje

Pored procesnih, funkcionalnih i tehničkih aspekata analize analize SAP sistema, tokom ovog projekta kao iznimno značajan, prepoznat je i organizacioni aspekt buduće transformacije sistema. Naime, imajući u vidu započetu reformu Elektroprivrede BiH koja u skladu sa novim Zakonom o električnoj energiji Federacije BiH nalaže da se u naredne 2 godine, od početka njegove primjene, odvoje djelatnosti proizvodnje i distribucije u odvojene pravne subjekte, analuza SAP sistema je neminovno morala uvažiti I novonastale okolnosti.

Konkretno, analiza je razmotrila modalitete organizacije budućeg SAP sistema u kontekstu formiranja novog pravnog subjekta Operator Distributivnog sistema (ODS).

Ključni aspekt u postupu odabira optimalnog modela transformacije SAP sistema je vezan za pravno-adminstrativni aspekt planiranog organizacionog odvajanja, odnosno na vlasničku strukturu i eventualno pravno-nasljednu vezu novog preduzeća sa Elektroprivredom BiH kao matičnim preduzećem.

Pod ovim se misli na mogućnost da postojeća ulaganja u SAP sistem, sa svim datim preporukama za njegovu obnovu licenci i daljnju nadogradnju na S/4HANA sistem budu iskorištena na način da i novo preduzeće ima SAP sistem za provođenje svojih poslovnih procesa, odnosno mogućnost korištenja SAP-a i potrebnog broja odgovarajućih SAP licenci, za onaj broj uposlenika, koji budu planirani kao korisnici SAP sistema.

Ovaj scenario bi bio moguć, u smislu da novo preduzeće koristi postojeći SAP, pod svojim novim „Company Code-om“ kada bi donesenom odlukom o organizacionom odvajanju, bio ispoštovan uslov, definisan od strane SAP-a, kao proizvođača, koji kaže:

„Pursuant to Section 1.2 of the SAP GTCs, the new entity will be considered as Affiliate that is entitled to use the licenses purchased by the parent company.“

6. ZAKLJUČAK

Uvažavajući sve elemente urađene analize, zatečeno stanje infrastrukture, softverskih licenci, nadogradnju sistema, znanje ljudi, integrabilnost informacionog sistema SAP sa vitalnim poslovnim procesima kompanije, te u konačnici nemjerljivo znanje i isskustvo korisnika i administratora ovog sistema, konačni zaključak ovog projekta analize je da se preporučuje nastavak korištenja SAP sistema. Prepoznata je potreba za implementacijom preporuka za njegovu transformaciju na S/4HANA sistem, sa jedinstvenim ciljem da preduzeće poput EP BiH bude i dalje u korak sa drugim preduzećima istih djelatnosti u regiji i svijetu i da u skladu sa svjetskim standardima koristi posljednje aktuelne verzije sistema, teži ka što većoj integrisanosti, automatizaciji i centralizaciji poslovanja i time obezbjedi efikasno i promptno izvještavanje, koje treba pomoći u donošenju poslovnih odluka.

LITERATURA

[1] 2023, “Analiza korištenja SAP sistema za potrebe JP Elektroprivreda BiH d.d. – Sarajevo”, Izvještaj za IKT
[2] 2023, “Analiza korištenja SAP sistema za potrebe JP Elektroprivreda BiH d.d. – Sarajevo”, Izvještaj za Upravu