CIRED CRNA GORA

II Savjetovanje o elektrodistributivnim mrežama Crne Gore

15-18. jun 2026, Hotel Mediteran, Bečići, Crna Gora

ZBORNIK RADOVA

CIRED

GENERALNI POKROVITELJI

Crna Gora
Ministarstvo
energetike i rudarstva

CEDIS
Crnogorski elektrodistributivni sistem

POKROVITELJI

epcg

CGES
CRNOGORSKI
ELEKTROPRENOSNI
SISTEM

ZLATNI SPONZORI

GE VERNOVA

METER&CONTROL
Solutions for smart energy management

NITES
KNOWLEDGE & COMMITMENT

SIEMENS

Schneider Electric

VELIKI SPONZOR

ABB

SPONZOR SVEČANOG OTVARANJA

electroteam
WE BRING ENERGY TO YOU

SPONZOR KONFERENCIJSKOG RANCA

DNP
INŽENJERING

SPONZOR MOBINE APLIKACIJE

MEZON

SPONZORI

GPS
INSULATORS

NOARK
DEFINITION OF RELIABILITY

Pekom
CABLE TRAY SPECIALIST

SIEMENS
energy

ttkabeli
ELECTRIC CABLE WORKS

CIRED CRNA GORA

II SAVJETOVANJE O ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, 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:	250
Mesto izdavanja:	Podgorica
Godina izdavanja:	2026

STK 1 – KOMPONENTE DISTIRBUTIVNIH SISTEMA

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

R1-01 10

UTICAJ POVEĆANE KAPACITIVNE STRUJE USLED PROŠIRENJA SREDNJENAPONSKE MREŽE NA DELU KONZUMNOG PODRUČJA ELEKTRODISTRIBUCIJE SREMSKA MITROVICA

THE IMPACT OF INCREASED CAPACITIVE CURRENT CAUSED BY THE EXPANSION OF THE MEDIUM-VOLTAGE NETWORK IN A PART OF THE DISTRIBUTION AREA OF ELEKTRODISTRIBUCIJA SREMSKA MITROVICA

Biljana Sarić; Srbislav Sarić

R1-02 18

MODELOVANJE I ANALIZA UZEMLJIVAČKOG SISTEMA VETROELEKTRANE

MODELLING AND ANALYSIS OF THE EARTHING SYSTEM OF A WIND FARM

Dejan Milošević; Ana Petrović; Željko Đurišić; Petar Kovačević

R1-03 28

PRIMJENA VISOKOTEMPERATURNIH PROVODNIKA SA MALIM UGIBOM U REKONSTRUKCIJI DISTRIBUTIVNIH DALEKOVODA

APPLICATION OF HIGH TEMPERATURE LOW SAG CONDUCTORS IN THE RECONSTRUCTION OF DISTRIBUTION OVERHEAD LINES

Rade Ninković; Biljana Čičić

R1-04 37

ISKUSTVA U ODRAVANJU KABELSKIH MREŽA

EXPERIENCE IN CABLE NETWORKS MAINTAINANCE

Josip Popović; Zvonimir Popović; Dejan Ćulibrk

R1-05 43

UPRAVLJANJE RIZIKOM STARIJIH 35 kV DISTRIBUTIVNIH TRANSFORMATORA PRIMENOM GASNE HROMATOGRAFIJE

RISK MANAGEMENT OF OLDER 35 KV DISTRIBUTION TRANSFORMERS USING GAS CHROMATOGRAPHY

Branka Đurić; Dragan Teslić; Vesna Radin; Nebojša Domanović

R1-06 49

NIVOI MAGNETSKE INDUKCIJE U OKOLINI DISTRIBUTIVNE TRANSFORMATORSKE STANICE NAPONSKOG NIVOA 35/10 kV

LEVELS OF MAGNETIC FLUX DENSITY IN THE VICINITY OF 35/10 kV DISTRIBUTION SUBSTATION

Ivana Raičević; Aleksandar Pavlović; Marija Jovanović; Maja Grbić

R1-07 55

ZAŠTITA PTICA OD NISKONAPOSNKIH I SREDNJENAPONSKIH NADZEMNIH ENERGETSKIH VODOVA PROJEKTOVANJEM ODGOVARAJUĆIH REŠENJA I IMPLEMENTACIJOM SPECIJALIZOVANE OPREME

BIRD PROTECTION FROM LOW AND MEDIUM VOLTAGE OVERHEAD POWER LINES THROUGH THE DESIGN OF APPROPRIATE SOLUTIONS AND THE IMPLEMENTATION OF SPECIALIZED EQUIPMENT

Ivan Urošević; Saša Knežević

STK2 – KVALITET ELEKTRIČNE ENERGIJE I ELEKTROMAGNETNA KOMPATIBILNOST

Predsjednik: Mr Ivan Vujović, Tering d.o.o. Podgorica

R2-01 65

UPOREDNA ANALIZA PROGRAMA ZA PRORAČUN RASPODELA POTENCIJALA NA TLU IZNAD UZEMLJIVAČA

COMPARISON ANALYSIS FOR POTENTIAL DISTRIBUTION ON THE GROUND SURFACE ABOVE THE GROUNDING SYSTEM

Tomislav Rajić; Ivan Vujović

R2-02 ..... **73**
ZAŠTITA OD INDIREKTNOG NAPONA DODIRA NA LOKACIJAMA RADIO BAZNIH STANICA OPERATERA MOBILNE TELEFONIJE BEZ UPOTREBE ZAŠTITNIH UREĐAJA DIFERENCIJALNE STRUJE
PROTECTION AGAINST INDIRECT TOUCH VOLTAGE AT RADIO BASE STATION LOCATIONS OF MOBILE TELEPHONY OPERATORS WITHOUT USE OF DIFFERENTIAL CURRENT PROTECTION DEVICES
Nikola Radović; Ivan Vujović

R2-03 ..... **79**
ANALIZA NAČINA OSTVARIVANJA ZAŠTITE OD INDIREKTNOG NAPONA DODIRA NA LOKACIJAMA RADIO BAZNIH STANICA OPERATERA MOBILNE TELEFONIJE
ANALYSIS OF THE METHODS FOR ACHIEVING PROTECTION AGAINST AN INDIRECT TOUCH VOLTAGE AT LOCATIONS OF RADIO BASE STATIONS OF MOBILE PHONE OPERATORS
Nikola Radović; Ivan Vujović

R2-04 ..... **88**
PRAĆENJE EMISIJE HARMONIKA U DISTRIBUTIVNOJ MREŽI KORIŠĆENJEM NAPREDNOG MJERNOG SISTEMA
HARMONIC EMISSION MONITORING IN DISTRIBUTION NETWORK USING ADVANCED MEASUREMENT SYSTEM
Aljaž Špelko; Anže Zaletel; Simon Podkoritnik; Klemen Špruk; Mattewos Tefferi

R2-05 ..... **97**
REGULATORNI OKVIR KVALITETA ISPORUKE ELEKTRIČNE ENERGIJE U CRNOJ GORI I EU: STANDARDI, PODZAKONSKI AKTI I IZAZOVI ZA POTROŠAČE I PROZJUMERE
REGULATORY FRAMEWORK FOR ELECTRICITY SUPPLY QUALITY IN MONTENEGRO AND THE EU: STANDARDS, BY-LAWS, AND CHALLENGES FOR CONSUMERS AND PROSUMERS
Dražen Jovanović; Miljana Mladenović

STK 3 – UPRAVLJANJE I ZAŠTITA DISTRIBUTIVNIH SISTEMA

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

R3-01 ..... **107**
STANDARDIZOVANA KOMUNIKACIJA U ELEKTROENERGETSKIM SISTEMIMA: ULOGA ICCP/TASE.2 (IEC 60870-6) PROTOKOLA
STANDARDIZED COMMUNICATION IN POWER SYSTEMS: THE ROLE OF THE ICCP/TASE.2 (IEC 60870-6) PROTOCOL
Željko Živković; Gordan Konečni

R3-02 ..... **115**
IMPLEMENTACIJA SISTEMA ZA NAPREDNU AUTOMATIZACIJU SREDNJENAPONSKE DISTRIBUTIVNE MREŽE
IMPLEMENTATION OF ADVANCED MEDIUM VOLTAGE AUTOMATION SYSTEMS
Miloš Isailović; Anđela Simović; Nikola Čolović

R3-03 ..... **125**
OPTIMIZACIJA PARALELNOG RADA DISTRIBUTIVNIH TRANSFORMATORA U CILJU SMANJENJA GUBITAKA
OPTIMIZATION OF PARALLEL OPERATION OF DISTRIBUTION TRANSFORMERS FOR LOSS REDUCTION
Željko Damljanović; Mirko Simeunović; Perica Krstić; Nebojša Radmilović; Bojan Papić

R3-04 ..... **134**
SUZBIJANJE PRELAZNIH PROCESA NA ENERGETSKOM TRANSFORMATORU KONTROLISANIM UKLOPOM I ISKLOPOM PREKIDAČA
MITIGATION OF TRANSIENT PHENOMENA IN POWER TRANSFORMERS BY CONTROLLED CIRCUIT BREAKER SWITCHING
Mina Milićev; Zoran Stojanović; Miloš Milošević

R3-05 ..... **143**
ONLINE ESTIMACIJA ELEKTRIČNIH PARAMETARA ENERGETSKOG TRANSFORMATORA U VREMENSKOM DOMENU
ONLINE TIME-DOMAIN ESTIMATION OF ELECTRICAL PARAMETERS OF A POWER TRANSFORMER
Ognjen Aleksić; Zoran Stojanović; Miloš Milošević; Nina Ljuboja

R3-06 ..... **153**
OD ZEMLJOSPOJA DO KVARA TRANSFORMATORA: ANALIZA SLUČAJA U 10 KV MREŽI SA IZOLOVANOM NEUTRALNOM TAČKOM
FROM EARTH FAULT TO TRANSFORMER FAILURE: A CASE STUDY IN A 10 KV NETWORK WITH AN ISOLATED NEUTRAL POINT
Ivan Mumin; Radovan Vujović; Aleksandar Perović

R3-07 ..... **162**
SPOSOBNOST OIE ZA PROLAZAK KROZ KVAR U AKTIVNOJ MREŽI
FAULT RIDE-THROUGH CAPABILITY OF RENEWABLE ENERGY SOURCES IN ACTIVE NETWORKS
Zdravko Matišić; Damir Pirić

R3-08 ..... **172**
ANALIZA PRENAPONSKOG STANJA I RAZDVAJANJA 400 I 110 KV MREŽE: POUKE IZ INCIDENTA U SEVERNOJ MAKEDONIJI OD 18. MAJA 2025. GODINE ZA PLANIRANJE I POGON PRENOSNO - DISTRIBUTIVNIH SISTEMA
ANALYSIS OF OVERVOLTAGE CONDITIONS AND THE SEPARATION OF THE 400 KV AND 110 KV NETWORKS: LESSONS LEARNED FROM THE 18
Anđela Krljaš; Petar Marković; Tijana Milovanović; Nemanja Bralušić; Vladimir Bosiljčić; Marija Milovanović

R3-09 ..... **181**
INTEGRACIJA ADMS REŠENJA SA MODERNIM IT ARHITEKTURAMA: CLOUD VS. ON-PREM
INTEGRATION OF ADMS SOLUTIONS WITH MODERN IT ARCHITECTURES: CLOUD VS. ON-PREM
Željko Živković

R3-10 ..... **190**
GEOGRAFSKI INFORMACIONI SISTEMI KAO TEMELJ ZA UPRAVLJANJE IMOVINOM I STRATEŠKO PLANIRANJE DISTRIBUTIVNIH SISTEMA
GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEMS AS A FOUNDATION FOR ASSET MANAGEMENT AND STRATEGIC PLANNING OF DISTRIBUTION SYSTEMS
Miloš Tadić; Aleksandar Bundalo

R3-11 ..... **197**
INTEGRACIJA PRUŽALACA USLUGA BALANSIRANJA U KOMUNIKACIONU INFRASTRUKTURU OPS-A I ODS-A: STUDIJA SLUČAJA SRBIJE
INTEGRATION OF BALANCING SERVICE PROVIDERS INTO TSO–DSO COMMUNICATION INFRASTRUCTURE: A CASE STUDY OF SERBIA
Slavko Dubačkić; Aleksandar Bošković; Đorđe Vladisavljević

R3-12 ..... **207**
CRTANJE JEDNOPOLNE ŠEME SN MREŽE POMOĆU AI MODELA
DRAWING A MEDIUM-VOLTAGE SINGLE-LINE DIAGRAM USING AI MODELS
Dragan Koprena; Savo Maksimović; Nikola Savović

R3-13 ..... **216**
PRIMJENA AI MODELA ZA PREPOZNAVANJE I TUMAČENJE PODATAKA IZ MULTIMEDIJALNE DOKUMENTACIJE U ELEKTRODISTRIBUTIVNIM GIS SISTEMIMA
APPLICATION OF AI MODELS FOR RECOGNITION AND INTERPRETATION OF DATA FROM MULTIMEDIA DOCUMENTATION IN ELECTRIC DISTRIBUTION GIS SYSTEMS
Savo Maksimović; Dragan Koprena; Nikola Savović

STK 4 – DECENTRALIZOVANA PROIZVODNJA I EFIKASNO KORIŠĆENJE ENERGIJE

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

R4-01 223

PROCENA PRIKLJUČNOG KAPACITETA MREŽE NA PRIMERU JEDNE TS 110/35 KV/KV ZA POSTOJEĆE STANJE I PERSPEKTIVNO STANJE SA SOLARNIM ELEKTRANAMA

HOSTING CAPACITY ESTIMATION ON THE REAL EXAMPLE OF A 110/35 KV SUBSTATION FOR THE EXISTING AND THE FUTURE SCENARIO WITH INSTALLED SOLAR POWER PLANTS

Milica Dilparić; Sara Stamatović; Branka Kovačević; Dušan Vukotić; Svetlana Međo

R4-02 232

TEHNO-EKONOMSKA ANALIZA PRIJELAZA INDUSTRIJSKOG POSTROJENJA S FOTONAPONSKOG SUSTAVA ZA VLASTITE POTREBE NA PROSUMER SUSTAV

TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF THE TRANSITION OF AN INDUSTRIAL FACILITY FROM A PHOTOVOLTAIC SYSTEM FOR SELF-CONSUMPTION TO A PROSUMER SYSTEM

Marin Majstorović; Drago Bago; Mia Previšić; Ivan Šimović; Lucija Medić

R4-03 242

ANALIZA I USPOREDBA PROSUMER SUSTAVA U BOSNI I HERCEGOVINI I CRNOJ GORI

ANALYSIS AND COMPARISON OF PROSUMER SYSTEMS IN BOSNIA AND HERZEGOVINA AND MONTENEGRO

Mia Previšić; Sonja Sušac; Marin Majstorović; Ivan Šimović; Lucija Medić

R4-04 251

PLANIRANJE RAZVOJA ZASIĆENIH ZONA ELEKTRODISTRIBUTIVNE MREŽE U USLOVIMA VISOKE PENETRACIJE PV IZVORA PRIMJENOM OPERATIVNIH MJERA I CILJANIH INVESTICIJA

PLANNING THE DEVELOPMENT OF SATURATED DISTRIBUTION NETWORK AREAS UNDER HIGH PV PENETRATION THROUGH OPERATIONAL MEASURES AND TARGETED INVESTMENTS

Jelena Gajović; Biljana Knežević; Anja Čanović

R4-05 261

TEHNO-EKONOMSKA PROCENA KO-LOCIRANOG PV–VETAR–BESS SISTEMA U USLOVIMA VELEPRODAJNIH TRŽIŠNIH CENA UZ OPTIMIZACIJU EMS-A ZASNOVANU NA LINEARNOM PROGRAMIRANJU

TECHNO-ECONOMIC ASSESSMENT OF A CO-LOCATED PV–WIND–BESS SYSTEM UNDER WHOLESALE MARKET PRICES WITH LINEAR PROGRAMMING-BASED EMS OPTIMIZATION

Dragan Minovski; Sara Aneva; Vasilija Sarac

R4-06 270

IMPLEMENTACIJA SISTEMA ZA SKLADIŠTENJE ELEKTRIČNE ENERGIJE U DEO DISTRIBUTIVNE MREŽE SA VELIKIM INSTALISANIM KAPACITETOM ELEKTRANA KOJE KORISTE OIE

IMPLEMENTATION OF THE ELECTRICAL ENERGY STORAGE SYSTEM IN THE PART OF THE DISTRIBUTION NETWORK WITH A LARGE INSTALLED CAPACITY OF RES POWER PLANTS

Sonja Simović; Andrija Pavićević; Nebojša Vučinić

R4-07 280

USLOVI RAZVOJA ENERGETSKI NEZAVISNIH GRADOVA PRIMENOM OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE I VODONIČNIH TEHNOLOGIJA

DEVELOPMENT OF ENERGY-INDEPENDENT CITIES THROUGH RENEWABLE ENERGY SOURCES AND HYDROGEN TECHNOLOGIES

Jelica Janićijević; Danilo Vlahović; Marijan Rančić; Željko Đurišić

R4-08 ..... **294**
PRIMJENA V2G TEHNOLOGIJE ZA POBOLJŠANJE NAPONSKE STABILNOSTI I KVALITETE ELEKTRIČNE ENERGIJE U DISTRIBUTIVNOJ MREŽI
APPLICATION OF V2G TECHNOLOGY TO ENHANCE VOLTAGE STABILITY AND POWER QUALITY IN DISTRIBUTION NETWORKS
Adin Memić; Nedis Dautbašić; Maja Muftić Dedović; Adnan Mujezinović; Ajdin Alihodžić; Zijad Bajramović

R4-09 ..... **306**
UTICAJ CENA UGLJENIČNIH EMISIJA NA PROBLEM EKONOMSKOG DISPEČIRANJA
CARBON PRICE SENSITIVITY OF SECURITY CONSTRAINED ECONOMIC DISPATCH
Pande Popovski; Goran Veljanovski; Nikolche Acevski; Sofija Nikolova Poceva; Dimitar Dimitrov; Anton Chaushevski

R4-10 ..... **316**
UTICAJ FAZNO-SVESNOG MODELOVANJA OPTEREĆENJA NA SOPSTVENU POTROŠNJU U TROFAZNIM REZIDENCIJALNIM KROVNIM FOTONAPONSKIM SISTEMIMA
IMPACT OF PHASE-ORIENTED LOAD MODELING ON SELF-CONSUMPTION IN THREE-PHASE RESIDENTIAL ROOFTOP PHOTOVOLTAIC SYSTEMS
Goran Veljanovski; Pande Popovski; Faruk Šehić; Blagoja Arapinoski; Metodija Atanasovski

R4-11 ..... **322**
SOFTVERSKA APLIKACIJA ZA PROCJENU HOSTING KAPACITETA NISKONAPONSKIH MREŽA
SOFTWARE APPLICATION FOR HOSTING CAPACITY ASSESSMENT IN LOW VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORKS
Dražen Jovanović; Stevan Rakočević; Martin Ćalasan

R4-12 ..... **331**
PRORAČUN BROJA FOTONAPONSKIH MODULA U STRINGU POVEZANIH NA DC STRANI INVERTORA SOLARNE ELEKTRANE
CALCULATION OF NUMBER OF PHOTOVOLTAIC MODULES IN A STRING CONNECTED ON THE DC SIDE OF THE SOLAR POWER PLANT INVERTER
Nikola Cvetanović; Ninoslav Simić

R4-13 ..... **338**
E-MOBILNOST I NJENA INTERAKCIJA SA OPERATOROM DISTRIBUTIVNOG SISTEMA KAO VIZIJA BUDUĆNOSTI
E-MOBILITY AND ITS INTERACTION WITH THE DISTRIBUTION SYSTEM OPERATOR AS A VISION OF THE FUTURE
Vladimir Grujić; Slavenko Davidović

R4-14 ..... **344**
POBOLJŠANJE FLEKSIBILNOSTI DISTRIBUTIVNE MREŽE KROZ INTEGRACIJU ELEKTRIČNIH VOZILA
ENHANCING THE FLEXIBILITY OF THE DISTRIBUTION GRID THROUGH ELECTRIC VEHICLE INTEGRATION
Jelena Stojković Terzić; Doroteja Zarev; Luka Zoroje; Balša Ćeranić; Predrag Stefanov; Andrea Bonfiglio

R4-15 ..... **354**
ELEKTROMOBILNOST IZ UGLA PROPISA KOJI UREĐUJU OBLAST ELEKTROENERGETIKE
ELECTROMOBILITY FROM THE PERSPECTIVE OF REGULATIONS GOVERNING THE ELECTRICITY MARKET
Iva Đinđić-Ćosić; dr Branislava Lepotić Kovačević

R4-16 ..... **363**
OPTIMIZACIJA KORPORATIVNE MOBILNOSTI: UPOREDNI PRIKAZ EFIKASNOSTI TRADICIONALNIH I ELEKTRIČNIH POGONA
CORPORATE MOBILITY OPTIMIZATION: A COMPARATIVE ANALYSIS OF TRADITIONAL AND ELECTRIC DRIVETRAIN EFFICIENCY
Dušan Boričić; Miroslav Stanišić; Bojan Popović

STK 5 – PLANIRANJE DISTRIBUTIVNIH SISTEMA

Predsjednik: dr Goran Kovačević, CIRED Crna Gora, Podgorica

R5-01 ..... **375**
METODOLOGIJA ZA PROGNOZU POTROŠNJE DISTRIBUTIVNOG SISTEMA U PROCESU PLANIRANJA RAZVOJA SISTEMA
METHODOLOGY FOR DISTRIBUTION SYSTEM CONSUMPTION FORECASTING IN THE SYSTEM DEVELOPMENT PLANNING PROCESS
Andrija Pavićević; Nebojša Vučinić; Vladan Ristić

R5-02 ..... **384**
DESETOGODIŠNJI PLANOVI KAO TEMELJ ZA PLANIRANJE I RAZVOJ DISTRIBUTIVNE MREŽE
TEN-YEAR PLANS AS A BASIS FOR PLANNING AND DEVELOPING THE DISTRIBUTION NETWORK
Sandra Hutter

R5-03 ..... **391**
ANALIZA I RAZVOJ DISTRIBUTIVNE ELEKTROENERGETSKE MREŽE U USLOVIMA RASTA POTROŠNJE – PRIMJER OPŠTINE PETNJICA
ANALYSIS AND DEVELOPMENT OF THE ELECTRIC POWER DISTRIBUTION NETWORK UNDER CONDITIONS OF LOAD GROWTH – A CASE STUDY OF THE MUNICIPALITY OF PETNJICA
Luka Kaljević; Goran Lepović; Marko Vuksanović

R5-04 ..... **399**
UTICAJ OGRANIČENJA PRIKLJUČENJA NA DISTRIBUTIVNI SISTEM ELEKTRANA KOJE KORISTE VARIJABILNE IZVORE ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PRILIKE U EES-U REPUBLIKE SRBIJE
THE IMPACT OF GRID CONNECTION LIMITATIONS FOR VARIABLE RENEWABLE ENERGY POWER PLANTS ON THE OPERATION OF THE ELECTRIC POWER SYSTEM OF THE REPUBLIC OF SERBIA
Jelena Milić; Nebojša Vučinić

R5-05 ..... **409**
ANALIZA ZAMJENE POSTOJEĆIH DISTRIBUTIVNIH TRANSFORMATORA SA ENERGETSKI EFIKASNIJIM JEDINICAMA
ANALYSIS OF THE REPLACEMENT OF EXISTING DISTRIBUTION TRANSFORMERS WITH HIGHER-EFFICIENCY UNITS
Rade Ninković; Bojan Šukalo

R5-06 ..... **418**
ISPITIVANJE UTICAJA PARALELNOG RADA SEKUNDARNIH TRANSFORMATORA NA TEHNIČKE GUBITKE
INVESTIGATION OF THE IMPACT OF PARALLEL OPERATION OF SECONDARY TRANSFORMERS ON TECHNICAL LOSSES
Uroš Ognjenović; Andrija Vujović; Mihailo Nikolić; Filip Asanović

STK 6 – TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE I DEREGULACIJA

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

R6-01 ..... **427**
MODELI KORIŠĆENJA OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE I MEHANIZMI ZA UNAPREĐENJE FLEKSIBILNOSTI ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA U REPUBLICI SRBIJI I CRNOJ GORI: UPOREDNA ANALIZA
MODELS FOR THE UTILIZATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES AND MECHANISMS FOR ENHANCING THE FLEXIBILITY OF THE POWER SYSTEM IN THE REPUBLIC OF SERBIA AND MONTENEGRO: A COMPARATIVE ANALYSIS
Dunja Grujić; Miloš Kuzman; Dušan Vućić

R6-02 ..... **436**
UVOĐENJE AGREGATORA U SRBIJI: BENEFITI, IZAZOVI I PRVI KORACI
INTRODUCTION OF AGGREGATORS IN SERBIA: BENEFITS, CHALLENGES, AND FIRST STEPS
Jelena Stojković Terzić; Dunja Grujić; Jelisaveta Krstivojević; Nikola Tošić

R6-03 ..... **445**
ZNAČAJ DIGITALIZACIJE ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA U PROCESU RAZDVAJANJA DELATNOSTI I ENERGETSKOJ TRANZICIJI THE IMPORTANCE OF DIGITIZING THE POWER SYSTEM IN THE PROCESS OF UNBUNDLING AND ENERGY TRANSITION
Dunja Grujić; Jovana Nikolić; Dejan Polugić

R6-04 ..... **454**
PROMIDŽBA I VIDLJIVOST U EU PROJEKTIMA HEP ODS-A
PROMOTION AND VISIBILITY IN EU PROJECTS OF HEP ODS
Andrea Lovrinčević; Žaklina Krapljan; Dinko Hrkec

STK7 - NAPREDNI SISTEMI MJERENJA I PAMETNE MREŽE

Predsjednik: Dražen Jovanović, dipl.el.ing, Crnogorski elektrodistributivni sistem doo, Podgorica | drazen.jovanovic@cedis.me

R7-01 ..... **462**
PREISPITIVANJE PERFORMANSI LABORATORIJE U SVRHU DOKAZIVANJA TEHNIČKE KOMPETENTNOSTI
REVIEWING THE PERFORMANCE OF THE LABORATORY FOR THE PURPOSE OF PROVING TECHNICAL COMPETENCE
Tatjana Cincar-Vujović; Ivana Narančić; Dejan Radosavljević

R7-02 ..... **469**
NOVA GENERACIJA PAMETNIH BROJILA U CRNOJ GORI: INTEROPERABILNOST, REGULATORNI OKVIR I TRANSFORMACIJA MJERNOG SISTEMA
NEW GENERATION OF SMART METERS IN MONTENEGRO: INTEROPERABILITY, REGULATORY FRAMEWORK AND TRANSFORMATION OF THE METERING SYSTEM
Maja Živković; Marina Marunović; Dražen Jovanović

Broj rada: R1-01

UTICAJ POVEĆANE KAPACITIVNE STRUJE USLED PROŠIRENJA SREDNJENAPONSKE MREŽE NA DELU KONZUMNOG PODRUČJA ELEKTRODISTRIBUCIJE SREMSKA MITROVICA

THE IMPACT OF INCREASED CAPACITIVE CURRENT CAUSED BY THE EXPANSION OF THE MEDIUM-VOLTAGE NETWORK IN A PART OF THE DISTRIBUTION AREA OF ELEKTRODISTRIBUCIJA SREMSKA MITROVICA

Biljana SARIĆ, Elektrodistribucija Srbije Beograd, Ogranak Elektrodistribucija Sremska Mitrovica, Srbija*
Srbislav SARIĆ Elektrodistribucija Srbije Beograd, Ogranak Elektrodistribucija Sremska Mitrovica, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Industrijski razvoj jedne države i potreba za stvaranjem tehničkih uslova za priključenje sve većeg broja objekata za proizvodnju električne energije, zahteva značajno proširenje srednjenaponske distributivne mreže te države. Zbog znatno manjeg klimatskog uticaja, a i zbog jednostavnijeg rešavanja imovinsko-pravnih odnosa prilikom izgradnje, poslednjih decenija, u Elektrodistribuciji Srbije se sve više grade podzemni, kablovski vodovi naponskog nivoa 10 kV i 20 kV. Kablovske distributivne mreže koje su izvedene jednožilnim kablovima sa polietilenskom izolacijom imaju relativno velike kapacitivne struje pri zemljospoju i tako utiču na povećanje struje kvara na mestu kvara. Takve struje kvara mogu izazvati razne probleme u radu distributivnog sistema električne energije (DSEE) čak i kada je neutrala srednjenaponske mreže uzemljena preko malog otpora. Autori rada su analizirali deo konzumnog područja Ogranka Elektrodistribucije Sremska Mitrovica, koji je u sastavu Elektrodistribucije Srbije, a koji se napaja preko tri transformatorske stanice prenosnog odnosa 110/x kV. Na posmatranom konzumnom području, u narednim godinama, za potrebe priključenja budućih kupaca na srednjem naponu i objekata proizvođača električne energije, planira se proširenje kablovske mreže za više od 65 km. U toj analizi, autori će ukazati na probleme koji se mogu pojaviti u radu DSEE. Analizom dozvoljenih vrednosti napona dodira i napona koraka na elektroenergetskim objektima (EEO) kao i uklopnog stanja na posmatranom konzumu, predložiće moguće aktivnosti za prevazilaženje uočenih problema.

Ključne reči: kablovski vod, kapacitivna struja, napon dodira, napon koraka, struja kvara

ABSTRACT

The industrial development of a country and the need to establish technical conditions for connecting an increasing number of electric power generation facilities require a significant expansion of the medium-voltage distribution network. Due to considerably lower exposure to climatic influences, as well as simpler resolution of property and legal issues during construction, underground cable lines at voltage levels of 10 kilovolts and 20 kilovolts have increasingly been constructed in recent decades within Elektrodistribucija Srbije. Cable distribution networks constructed using single-core cables with polyethylene insulation exhibit relatively high capacitive earth-fault currents, thereby contributing to an increase in the fault current at the location of the fault. Such fault currents can cause various problems in the operation of the electric power distribution system, even when the neutral point of the medium-voltage network is grounded through a low resistance. The authors analyzed a part of the supply area of the Sremska Mitrovica branch of Elektrodistribucija Srbije, which is supplied through three transformer substations with a transformation ratio of 110 kilovolts to x kilovolts. In the observed supply area, an expansion of the cable network exceeding 65 kilometers is planned in the coming years in order to enable the connection of future medium-voltage customers and electric power generation facilities. In this analysis, the authors point out potential problems that may arise in the operation of the electric power distribution system. By analyzing the permissible values of touch voltage and step voltage at electric power facilities, as well as the switching configuration of the observed supply area, possible measures for overcoming the identified problems are proposed.

Keywords: cable line, capacitive current, fault current, step voltage, touch voltage

* Biljana Sarić biljana.saric@es.rs; Srbislav Sarić srbislav.saric@es.rs

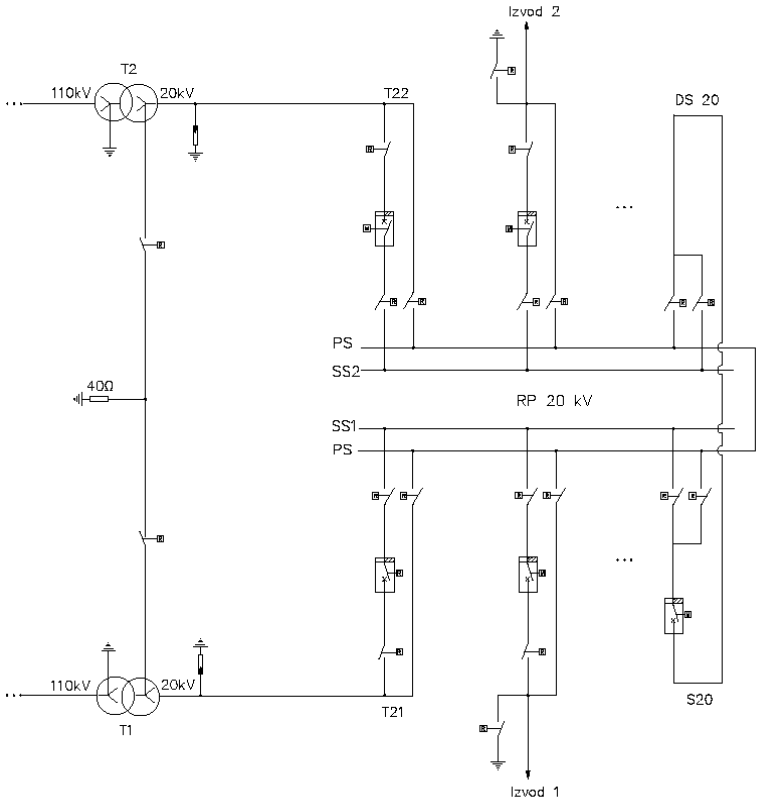
UVOD

Živimo u vremenu u kome se industrijski razvoj jedne države podrazumeva i bez čega ni jedna država ne može da opstane ako razmišlja o svojoj budućnosti. Izgradnjom industrijskih zona ali i sve većeg broja objekata za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora, javlja se potreba za proširenjem srednjenaponske mreže. U Elektrodistribuciji Srbije se poslednjih godina više grade podzemni, kablovski vodovi naponskog nivoa 10 kV i 20 kV. Razlog za to je jednostavnije rešavanje imovinsko – pravnih odnosa ali i manji klimatski uticaj na kablovske vodove u odnosu na nadzemne vodove. Na taj način se u poslednjoj deceniji procenat učešća kablovskih vodova u srednjenaponskoj distributivnoj mreži značajno povećao. Uvažavajući konstrukciju kablova, a sa tim i njihovu sposobnost da generišu kapacitivne struje pri nesimetriji napona kao posledici zemljospoja, mogu se pojaviti određeni problemi u radu distributivnog sistema električne energije (DSEE).

Ovaj rad ima za cilj da ukaže na probleme koje će izazvati kapacitivne struje prouzrokovane proširenjem srednjenaponske mreže kablovskim vodovima kao i moguće aktivnosti za njihovo prevazilaženje. Analizirano je konzumno područje dve transformatorske stanice (TS), TS 110/35/20 kV „SM 1“ i TS 110/20 kV „SM 3“ uz uvažavanje povećanja dužine kablovske mreže za potrebe priključenja budućih korisnika distributivnog sistema na srednjem naponu.

1 SADAŠNJE I BUDUĆE STANJE KONZUMNOG PODRUČJA TS 110/35/20 KV „SM 1“

Na konzumnom području TS 110/35/20 kV „SM 1“ posmatraćemo samo transformaciju 110/20 kV koja je bitna za analizu zbog budućeg razvoja distributivne mreže 20 kV. Reč je o dva energetska transformatora, transformacije 110/20 kV i instalisane snage 2 x 31,5 MVA. Zvezdišta oba transformatora su na sekundarnoj strani galvanski povezana i uzemljena preko zajedničkog niskoomskog otpornika 40 Ω (Slika 1).



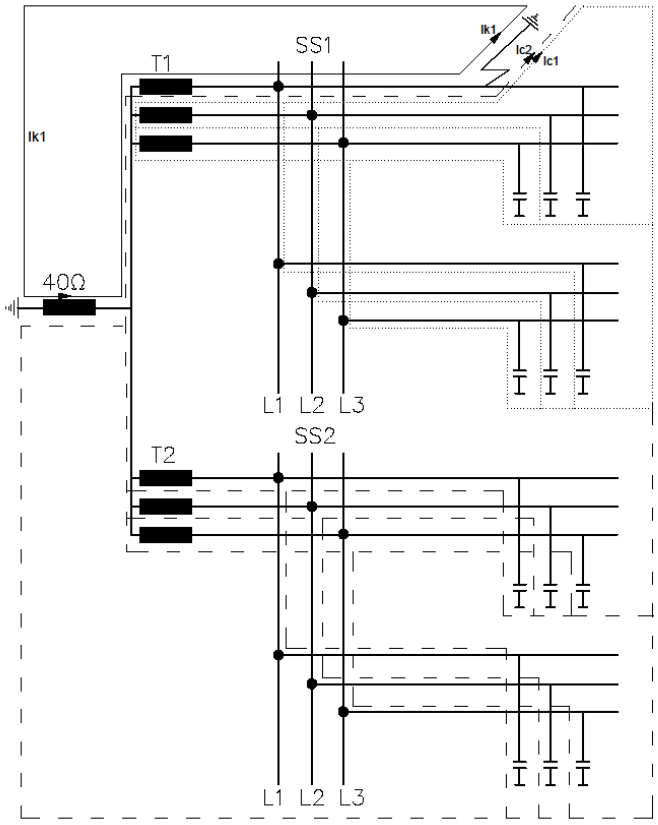
Slika 1 – Zvezdište sekundarnih namotaja transformatora i RP 20 kV

Razvodno postrojenje (RP) 20 kV ima dve sekcije jednostrukih glavnih sabirnica sa pomoćnim sabirnicama. Na sekciju sabirnica 1 (SS1) povezano je sedam izvoda 20 kV, sa ukupno 30,897 km kablovskih vodova i 36,131 km vazdušnih vodova [1]. Na SS2 povezano je, takođe sedam izvoda 20 kV, sa ukupno 33,367 km kablovskih vodova i 5,725 km vazdušnih vodova [1]. Zbog niskoomskog otpornika od 40 Ω u zvezdištu transformatora, struja kvara usled zemljospoja kroz otpornik je ograničena na cca 300 A. Međutim, u prethodne tri decenije struja kvara na mestu kvara bila je veća od 300 A, a sa proširenjem mreže postala je značajno veća. Detaljnom analizom konstatovano je da se razlika ogleda u velikoj kapacitivnoj komponenti struje zemljospoja koju generišu

polietilenski jednožilni kablovi. Po nekim analizama vrednosti kapacitivne struje iznose 4,8 - 5 A/km [2], a po nekim drugim analizama iznose 2,771 A/km [3]. Naime, za grubo izračunavanje kapacitivnih struja može se koristiti obrazac (1), [3]:

$$I_c = 3 \cdot \omega \cdot C_o \cdot U_r \cdot \sum l \tag{1}$$

gde je $\omega \cdot C_o$ pogonska kapacitivna odvodnost, koja za 20 kV vazdušne vodove iznosi 3,3 μS/km [4], a za kablovske vodove 80 μS/km [4], U_r je fazni napon mreže, a $\sum l$ je ukupna dužina voda. Znači, približna kapacitivna struja za vazdušne vodove iznosi 0,114 A/km, a za kablovske vodove iznosi 2,771 A/km. Ova vrednost je korišćena u analizama rađenim prethodnih decenija za konzumno područje sadašnjeg Distributivnog područja (DP) Novi Sad. S obzirom na ove vrednosti potpuno je jasno da problem stvaraju kablovski vodovi.



Slika 2 – Ukupna struja kvara na mestu kvara

Na Slici 2 prikazane su struje koje prolaze na mestu zemljospoja (kvara) i struja koja prolazi kroz otpornik [4, 5]. Struja koja prolazi kroz otpornik je struja kvara (I_{k1}) koja se napaja od transformatora koji je u direktnoj galvanskoj vezi sa izvodom na kojem je kvar i ograničena je na cca 300 A. Međutim, na mestu kvara, pored ove struje kvara, prolaze i kapacitivne struje (I_{c1}) koje se za vreme zemljospoja u srednjenaponskoj mreži sa kvarom zatvaraju preko dozemnih kapaciteta zdravih faza izvoda na kom je kvar, dozemnih kapaciteta na ostalim izvodima sa SS1 i sekundarnih namotaja transformatora pogođenog kvarom (T1). Takođe, kroz mesto kvara prolaze još i kapacitivne struje (I_{c2}) srednjenaponske mreže bez kvara koje se zatvaraju preko svojih dozemnih kapaciteta izvoda sa SS2, sekundarnih namotaja susednog transformatora (T2), galvanske veze zvezdišta sekundarnih namotaja oba transformatora, sekundarnih namotaja transformatora pogođenog kvarom i mesta kvara. Znači, na mestu kvara dolazi do superponiranja svih ovih struja pa je ukupna struja kvara na mestu kvara veća od struje kvara koja prolazi kroz otpornik i koja se praktično ne menja. Prema tome, putevi kojima se zatvaraju kapacitivne komponente struje kvara iste su kao i u slučaju kada je zvezdište sekundarnih namotaja transformatora izolovano.

Ukupna struja kvara na mestu kvara merodavna je za izračunavanje ukupne otpornosti združenog uzemljenja (R_{zdr}), uključujući i uticaj kablova kao uzemljivača, kao i uticaj uzemljivača susednih transformatorskih stanica i objekata (zgrada) koji su vezani za neutralni provodnik niskonaponske mreže [6].

Ako se uzme u obzir da će se u narednom periodu, na ovom konzumnom području, povećati dužina kablovskih vodova za oko 23 km i to zbog priključenja planirane tri solarne elektrane i jedne industrijske zone na srednjem naponu, dolazi se do zaključka da će se učešće kablovskih vodova u srednjenaponskoj distributivnoj mreži posmatranog konzumnog područja povećati sa 60,6% na 67,6%. Uvažavajući moguću promenu u budućnosti kao

potpuno realnu, mora se povesti računa o R_{zdr}, a sa tim i o vrednosti dozvoljenog napona dodira (U_{doz}), novoj konfiguraciji zvezdišta kao i vrednosti otpornika u zvezdištu transformatora.

1.1 Analiza kapacitivnih struja konzumnog područja TS 110/35/20 kV „SM 1“

Na osnovu podataka datih u prvom poglavlju kao i približno izračunatih kapacitivnih struja po dužnom kilometru voda, u Tabeli I prikazane su ukupne kapacitivne struje po izvodu 20 kV, po sekciji sabirnica i za celu transformatorsku stanicu, za sadašnje i buduće stanje izgrađenosti mreže.

Tabela I – Pregled kapacitivnih struja na TS 110/35/20 kV „SM 1“ (sadašnje i buduće stanje)

TS	sekcija sabirnica	Izvod	L [km] kabl.vod	Ickv [A] kabl.vod	L [km] vaz.vod	Icvv [A] vazd.vod	Σ Ic [A]
SM 1	SS 1	Mlekara	1,708	4,73	0	0.00	4,73
		Jezero	7,264	20,13	0	0.00	20,13
		Kamenjar	7,401	20,51	0	0.00	20,51
		Trudbenik	5,881	16,30	0	0.00	16,30
		Veliki Radinci	6,053	16,77	36,131	4,12	20,89
		Metalfer 1	1,59	4,41	0	0.00	4,41
		MIV 2 Invest	1	2,77	0	0.00	2,77
Σ sadašnje stanje na SS 1			**30,897**	**85,62**	**36,131**	**4,12**	**89,73**
SM 1	SS 1	Novi izvod 1	5	13,86	0	0.00	13,86
		Novi izvod 2	5	13,86	0	0.00	13,86
		Novi izvod 3	2	5,54	0	0.00	5,54
Σ dodato na SS 1			12	33,25	0	0.00	19,40
Σ buduće stanje na SS 1			**42,897**	**118,87**	**36,131**	**4,12**	**122,99**
SM 1	SS 2	Provamin	1,644	4,54	0	0.00	4,56
		25.maj	6,943	19,24	0	0.00	19,24
		P.C.MIV Eaton	9,283	25,72	0	0.00	25,72
		Novi Čikas	8,541	23,67	0	0.00	23,67
		Žitopromet	3,297	9,14	2,86	0.33	9,46
		Metalfer 2	1,525	4,23	0	0.00	4,23
		Severni prsten	2,134	5,91	2,865	0.33	6,24
Σ sadašnje stanje na SS 2			**33,367**	**92,46**	**5,725**	**0,65**	**93,11**
SM 1	SS 2	Novi izvod 4	11	30,48	0	0.00	30,48
Σ dodato na SS 2			11	30,48	0	0.00	30,48
Σ buduće stanje na SS 2			**44,367**	**122,94**	**5,725**	**0,65**	**123,59**
TS 110/35/20 kV "SM 1"							
Σ sadašnje stanje			**64,264**	**178,08**	**41,856**	**4,77**	**182,85**
Σ buduće stanje			**87,264**	**241,81**	**41,856**	**4,77**	**246,58**

Analizom Tabele I može se primetiti da je kapacitivna komponenta struje kvara usled zemljospoja, a nakon povećanja dužine kablovskih vodova (buduće stanje) za 63,73 A veća u odnosu na postojeće stanje i iznosi 246,58 A. Ovo nije zanemariva vrednost u odnosu na struju kvara kroz otpornik koja iznosi cca 300 A. Znači, ukupna struja zemljospoja koja će se koristiti za izračunavanje R_{zdr} je 351,33 A (za sadašnje stanje) i 388,33 A (za buduće stanje).

2 SADAŠNJE I BUDUĆE STANJE KONZUMNOG PODRUČJA TS 110/20 KV „SM 3“

Konzumno područje TS 110/20 kV „SM 3“ napaja se preko dva transformatora prenosnog odnosa 110/20 kV i instalisane snage 2 x 31,5 MVA. Zvezdišta oba transformatora su galvanski povezana i uzemljena preko

niskoomskog otpornika 40 Ω (Slika 1). Razvodno postrojenje 20 kV ima dve sekcije jednostrukih glavnih sabirnica sa pomoćnim sabirnicama. Na SS 1 povezano je šest izvoda 20 kV, sa ukupno 28,701 km kablovskih vodova i 24,499 km vazdušnih vodova [1]. Na SS 2 povezano je sedam izvoda 20 kV, sa ukupno 37,319 km kablovskih vodova i 62,239 km vazdušnih vodova [1]. Kao i na konzumnom području TS 110/35/20 kV „SM 1“ i ovde je struja kvara usled zemljospoja, kroz otpornik, ograničena na cca 300 A. Takođe, i ovde je sa povećanjem dužine kablovske mreže struja kvara na mestu kvara postajala sve veća i veća u odnosu na struju kvara kroz otpornik.

Ako se uzme u obzir da će se u narednom periodu, na ovom konzumnom području, povećati dužina kablovskih vodova za oko 29 km i to zbog priključenja pet planiranih solarnih elektrana i sopstvene potrošnje jedne TS 400/220/110 kV na srednjem naponu onda se dolazi do zaključka da će se učešće kablovskih vodova u srednjenaponskoj distributivnoj mreži posmatranog konzumnog područja povećati sa 43,2% na 52,3%. Uvažavajući moguću promenu u budućnosti kao potpuno realnu, mora se povesti računa o vrednosti R_{zdr}, a sa tim i o U_{doz} , novoj konfiguraciji zvezdišta kao i vrednosti otpornika u zvezdištu transformatora.

2.1 Analiza kapacitivnih struja konzumnog područja TS 110/20 kV „SM 3“

Na osnovu podataka datih u prvom poglavlju kao i približno izračunatih kapacitivnih struja po dužnom kilometru voda u Tabeli II su prikazane ukupne kapacitivne struje po izvodu 20 kV, po sekciji sabirnica i za celu transformatorsku stanicu za sadašnje i buduće stanje izgrađenosti mreže.

Analizom Tabele II može se primetiti da je kapacitivna komponenta struje kvara usled zemljospoja, a nakon povećanja kablovskih vodova (buduće stanje) za 80,36 A veća u odnosu na postojeće stanje i iznosi 273,19 A. Ovo nije zanemariva vrednost u odnosu na struju kvara kroz otpornik koja iznosi cca 300 A. Znači, ukupna struja zemljospoja koja će se koristiti za izračunavanje R_{zdr} je 356,63 A (za sadašnje stanje) i 405,75 A (za buduće stanje).

3 DOZVOLJENA VREDNOST UZEMLJENJA TS 20/0,4 KV NA POSMATRANOM KONZUMU

U prethodnim poglavljima moglo se primetiti da je, nakon povećanja dužine kablovskih vodova zbog priključivanja industrijskih zona i solarnih elektrana, ukupna struja kvara na mestu zemljospoja znatno veća od one koja prolazi kroz otpornik. Nameće se pitanje kolika je dozvoljena vrednost otpornosti R_{zdr}, uključujući i uticaj kablova kao uzemljivača i uticaj uzemljivača susednih TS i objekata (zgrada) koji su vezani za neutralni provodnik niskonaponske mreže, i da li su izmerene vrednosti uzemljenja na postojećim TS 20/0,4 kV u granicama dozvoljenih.

3.1 Konzumno područje TS 110/35/20 kV „SM 1“

Na konzumnom području TS 110/35/20 kV „SM 1“ vreme pojedinačnog trajanja zemljospoja je 0,3 s, a beznaponska pauza između ponovnih uspostavljanja struja, tj. brzog automatskog ponovnog uključenja (BAPU) je 300 ms. Uvažavajući ova podešenja na predmetnoj TS, vreme trajanja zemljospoja (t) iznosi 0,6 s, a dozvoljeni napon dodira (U_{doz}) se računa prema izrazu (2), [6]:

$$U_{doz} = \frac{75}{t}\ V, za\ 0{,}075\ s < t < 1{,}153\ s \tag{2}$$

a R_{zdr} u slučaju kada je neutralna tačka visokonaponske mreže na koju je priključena transformatorska stanica uzemljena preko male otpornosti, računa se prema izrazu (3), [6]:

$$R_{zdr} \leq \frac{(k_d \cdot U_{doz})}{(r \cdot I_k)} \tag{3}$$

gde je:

- U_{doz}= dozvoljeni napon dodira u V;
- r = redukcioni faktor visokonaponskog voda koji napaja TS, za kabl je 0,5;
- I_k = ukupna struja zemljospoja u A,
  (za sadašnje stanje: I_k =351,33 A, a za buduće stanje: I_k = 388,33 A);
- k_d = sačinilac koji određuje odnos napona uzemljenja TS i napona dodira na mestu dodira i ima vrednost 2.

Na osnovu gore navedenog dobijamo da je:

$$U_{doz} = 125\ \text{V}$$

$R_{zdr} \leq 1{,}42\ \Omega$, za sadašnje stanje i $R_{zdr} \leq 1{,}29\ \Omega$, za buduće stanje.

Tabela II – Pregled kapacitivnih struja na TS 110/20 kV „SM 3“ (sadašnje i buduće stanje)

TS	sekcija sabirnica	Izvod	L [km] kabl.vod	Ickv [A] kabl.vod	L [km] vaz.vod	Icvv [A] vazd.vod	Σ Ic [A]
SM 3	SS 1	Izvorište Martinci	6,834	18,94	18,043	2,06	20,99
		KPD	5,529	15,32	0	0	15,32
		Sremska	6,988	19,36	6,456	0,74	20,10
		Kordunska	4,695	13,01	0	0	13,01
		Vodovod	3,001	8,32	0	0	8,32
		Radnička	1,654	4,58	0	0	4,58
Σ sadašnje stanje na SS 1			**28,701**	**79,53**	**24,499**	**2,79**	**82,32**
SM 3	SS 1	Novi izvod 1	4	11,08	0	0	11,08
		Novi izvod 2	8	22,17	0	0	22,17
		Novi izvod 3	8	22,17	0	0	22,17
Σ dodato na SS 1			20	55,42	0	0	55,42
Σ buduće stanje na SS 1			**48,701**	**134,95**	**24,499**	**2,79**	**137,74**
SM 3	SS 2	Fruška gora	4,417	12,24	62,239	7,1	19,33
		Cooper	8,412	23,34	0	0	23,31
		Podrinjska	5,03	13,94	0	0	13,94
		T.Vitasovića	3,662	10,15	0	0	10,15
		Sirmodeks	5,572	15,44	0	0	15,44
		Mitrovačka	4,477	12,41	0	0	12,41
		Fudin	5,749	15,93	0	0	15,93
Σ sadašnje stanje na SS 2			**37,319**	**103,41**	**62,239**	**7,1**	**110,51**
SM 3	SS 2	Novi izvod 4	7	19,40	0	0	19,40
		Novi izvod 5	2	5,54	0	0	5,54
Σ dodato na SS 2			9	24,94	0	0	24,94
Σ buduće stanje na SS 2			**46,319**	**128,35**	**62,239**	**7,1**	**135,44**
TS 110/20 kV "SM 3"							
Σ sadašnje stanje			**66,02**	**182,94**	**86.738**	**9,89**	**192,83**
Σ buduće stanje			**95,02**	**263,30**	**86.738**	**9,89**	**273,19**

3.2 Konzumno područje TS 110/20 kV „SM 3“

Na konzumnom području TS 110/20 kV „SM 3“ vreme pojedinačnog trajanja zemljospoja je 0,4 s (kritičan slučaj), a beznaponska pauza između ponovnih uspostavljanja struja, tj. brzog automatskog ponovnog uključenja (BAPU) je 300 ms. Uvažavajući ova podešenja na predmetnoj TS, vreme trajanja zemljospoja (t) iznosi 0,8 s, a dozvoljeni napon dodira (U_{doz}) se računa prema izrazu (2), [6]:

$$U_{doz} = \frac{75}{t}\ V, za\ 0{,}075\ s < t < 1{,}153\ s \tag{2}$$

a R_{zdr} u slučaju kada je neutralna tačka visokonaponske mreže na koju je priključena transformatorska stanica uzemljena preko male otpornosti, računa se prema izrazu (3), [6]:

$$R_{zdr} \leq \frac{(k_d \cdot U_{doz})}{(r \cdot I_k)} \tag{3}$$

gde je:

- I_k = ukupna struja zemljospoja u A,
  (za sadašnje stanje: I_k =356,63 A, a za buduće stanje: I_k = 405,75 A);

Na osnovu gore navedenog dobijamo da je:

$$U_{doz} = 93{,}75 \text{ V}$$

$R_{zdr} \leq 1{,}05\ \Omega$, za sadašnje stanje i $R_{zdr} \leq 0{,}92\ \Omega$, za buduće stanje.

4 ANALIZA KONZUMNOG PODRUČJA I REŠAVANJE MOGUĆIH PROBLEMA

Na kompletnom konzumnom području, nalazi se 296 transformatorskih stanica 20/0.4 kV, od toga 136 na konzumnom području TS 110/35/20 kV „SM 1“ i 160 na konzumnom području TS 110/20 kV „SM 3“. U narednom periodu očekuje se povećanje broja TS za bar 9. Analizom ćemo obuhvatiti postojećih 296 transformatorskih stanica 20/0.4 kV i vrednosti R_{zdr} koje su specijalizovane ekipe Ogranka ED Sremska Mitrovica izmerile pri njihovim redovnim preventivnim revizijama.

Na konzumnom području TS 110/35/20 kV „SM 1“ ima 35 (26%) TS 20/0.4 kV čije vrednosti R_{zdr} ne zadovoljavaju za buduće stanje i 9 (6,6%) TS 20/0.4 kV koje po istom kriterijumu ne zadovoljavaju u sadašnjem stanju. Transformatorske stanice 20/0.4 kV koje imaju nezadovoljavajuće vrednosti R_{zdr} su uglavnom tipa stubna i nalaze se u ruralnim sredinama.

Na konzumnom području TS 110/20 kV „SM 3“ ima 45 (28%) transformatorskih stanica 20/0.4 kV čije vrednosti R_{zdr} ne zadovoljavaju za buduće stanje i 35 (22%) transformatorskih stanica 20/0.4 kV koje po istom kriterijumu ne zadovoljavaju u sadašnjem stanju. TS 20/0.4 kV koje imaju nezadovoljavajuće vrednosti R_{zdr} su uglavnom tipa stubna i nalaze se u ruralnim sredinama.

Ako se posmatra kompletno konzumno područje ove dve TS onda 80 (27%) TS 20/0.4 kV ima nezadovoljavajuću vrednost R_{zdr}. To nije zanemariv broj TS 20/0.4 kV pogotovo ako se uzme u obzir da je vrednost radova na zaštitnom, radnom i združenom uzemljenju po transformatorskoj stanici (rad i materijal) oko 2.000,00 €. Znači ukupna vrednost ovih radova sa materijalom na 80 transformatorskih stanica je oko 160.000,00 €. S obzirom da to nije zanemarivo, nameće se pitanje da li postoje druga rešenja koja će izmereno R_{zdr} dovesti u granice dozvoljenih vrednosti. Neka od tih rešenja mogla bi biti ona koja su navedena u nastavku.

1. Ako bi se na TS 110/35/20 kV „SM 1“ npr. vreme trajanja zemljospoja smanjilo sa 0,3 s na 0,2 s imali bi povećanje U_{doz} sa 125 V na 187,5 V, a sa tim bi povećali vrednost R_{zdr} na oko 2 Ω. Na taj način ne bi imali ni jednu TS sa nedozvoljenom vrednošću R_{zdr}. Slično bi dobili i kada bi vreme trajanja zemljospoja ostalo na 0,3 s, a pauzu između ponovnog uspostavljanja struje (BAPU) povećali iznad 500 ms.
2. Ako bi se na TS 110/20 kV „SM 3“ npr. vreme trajanja zemljospoja smanjilo sa 0,4 s na 0,2 s imali bi povećanje U_{doz} sa 93,75 V na 187,5 V, a sa tim bi povećali vrednost R_{zdr} na oko 2 Ω. Na taj način ne bi imali ni jednu TS sa nedozvoljenom vrednošću R_{zdr}. Isto bi dobili i kada bi vreme trajanja zemljospoja ostalo na 0,4 s, a pauzu između ponovnog uspostavljanja struje (BAPU) povećali iznad 500 ms.
3. Ako gornja rešenja nisu moguća zbog npr. velikog broja tzv. prolaznih kvarova onda bi se mogli opredeliti za razdvajanje zvezdišta sekundarnih namotaja transformatora 110/20 kV tj. da svaki transformator ima svoj niskoomski otpornik od 40 Ω. Na taj način bi u slučaju zemljospoja postojale samo kapacitivne komponente struje kvara od sekcije sabirnica koje su pogođene kvarom. Znači, one bi se skoro prepolovile pa bi R_{zdr} imalo veću vrednost, a sa tim bi se broj TS 20/0.4 kV sa nezadovoljavajućim vrednostima R_{zdr} značajno smanjio.
4. Ukoliko bi se trend povećanja dužine kablova na konzumnom području nastavio i to tako da kapacitivna komponenta struje kvara postaje dominantna u ukupnoj struji kvara na mestu kvara, trebalo bi razmišljati o promeni niskoomskih otpornika sa 40 Ω na 13 Ω tj. ograničavanje struje kvara kroz otpornik na cca 900 A. Na taj način kapacitivna komponenta struje kvara ne bi bila dominantna u ukupnoj struji kvara na mestu kvara.

5 ZAKLJUČAK

U slučaju kada imamo značajno povećavanje dužine kablovskih vodova na konzumnom području TS 110/20 kV neophodno je uraditi detaljnu analizu uticaja kapacitivnih struja na $\boldsymbol{R_{zdr}}$ i $\boldsymbol{U_{doz}}$ i primeniti neka od rešenja koja su navedena u četvrtom poglavlju ovog rada, a koja će biti optimalna tj. dovoljno brza, dovoljno efikasna i dovoljno ekonomski opravdana.

LITERATURA

[1] Elektrodistribucija Sremska Mitrovica, Fizički obim elektroenergetskih objekata, Sremska Mitrovica 31.12.2025

[2] Vladimir I. Balkovoj, „Teškoće sa kapacitivnim strujama koje se očekuju u 20 kV uzemljenoj mreži i mogućnost njihovog prevazilaženja“, Drugi susret inženjera Elektrovojvodine, Iriški Venac 1999

[3] Mr Zoran Ristanović, „Uticaj kapacitivnih struja na rad zemljospojne zaštite izvoda 20 kV u TS 110/20 kV“, „Elektrodistribucija“ 1995

[4] Mr Zoran Ristanović i Željko Kuvač, „Primena usmerene zemljospojne zaštite izvoda 20 kV u transformatorskim stanicama 110/20 kV“, 23. savetovanje JUKO CIGRE, Herceg Novi 1997

[5] Srbislav Sarić i Đorđe Faor, „Prednosti uvođenja prekostrujne zaštite na dugim vodovima“, 25. savetovanje JUKO CIGRE, Herceg Novi 2001

[6] Mr Gojko Dotlić, Elektroenergetika kroz standarde, zakone, pravilnike i tehničke propise, SMEITS, Beograd 2013

Broj rada: R1-02

MODELOVANJE I ANALIZA UZEMLJIVAČKOG SISTEMA VETROELEKTRANE

MODELLING AND ANALYSIS OF THE EARTHING SYSTEM OF A WIND FARM

Dejan MILOŠEVIĆ, Future Electricity Systems, Srbija*
Ana PETROVIĆ, Future Electricity Systems, Srbija
Željko ĐURIŠIĆ, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, Srbija
Petar KOVAČEVIĆ, MK group, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Uzemljivački sistem vetroelektrana predstavlja jedan od ključnih elemenata za postizanje bezbednog rada celog kompleksa, kao i zaštitu ludi i opreme. Zbog prostorne razuđenosti vetroelektrane, velikog broja vetrogeneratora, međusobno povezanih metalnih plašteva kablovske mreže i uzemljivačkog sistema vetrogeneratora i transformatorske stanice, analiza uzemljenja zahteva integrisani pristup i detaljno modelovanje svih relevantnih elemenata, kao i analizu karakterističnih radnih režima. U ovom radu prikazano je modelovanje i analiza sistema uzemljenja realne vetroelektrane u softveru *Digsilent PowerFactory*, koji obuhvata temeljne uzemljivače vetrogeneratora, uzemljivački sistem transformatorske stanice, metalne plašteve energetskih srednjenaponskih kablova, kao i njihove međusobne veze. Izvršen je proračun struja koje se uspostavljaju kroz plašteve kablova, napone na pojedinim delovima uzemljivačkog sistema i napona dodira u karakterističnim radnim i havarijskim režimima. Posebna pažnja posvećena je analizi uticaja konfiguracije i parametara uzemljivačkog sistema na ispunjenje bezbednosnih kriterijuma propisanih važećim standardima, kao i na podešenja relejne zaštite u cilju postizanja bezbednih uslova tokom eksploatacije. Razmotrene su i dodatne mere za unapređenje sistema uzemljenja uključujući adekvatan izbor preseka plašteva kablova i kritičku analizu uticaja određenih mera za unapređenje kompletnog uzemljivačkog sistema. Rezultati rada ukazuju na značaj sveobuhvatnog modelovanja i analize sistema uzemljenja vetroelektrana i pokazuju da se primenom realnih podataka objekta može postići adekvatno dimenzionizanje uz zadovoljenje tehničkih kriterijuma i smernica za izbor i podešenje uređaja relejne zaštite.

Ključne reči: uzemljivački sistem vetroelektrane, plašt kablova, napon dodira, relejna zaštita

ABSTRACT

The earthing system of a wind farm is one of the key elements for ensuring the safe operation of the entire facility, as well as for protecting equipment and personnel. Due to the spatial extent of wind farm, the large number of wind turbine generators, and the interconnection of metallic cable sheaths with the earthing systems of the wind turbines and the grid connection substation, earthing analysis requires an integrated approach and detailed modelling of all relevant components, as well as the analysis of characteristic operating conditions. This paper presents the modelling and analysis of the earthing system of a real wind farm using DIgSILENT PowerFactory software. The model includes a wind turbine earthing system, the earthing system of the main substation, metallic sheaths of medium-voltage power cables, and their mutual interconnections. Calculations were performed for currents flowing through cable sheaths, potentials at individual parts of the earthing system, and touch voltages under characteristic normal and fault operating conditions. Special attention is given to the analysis of the influence of earthing system configuration and parameters on compliance with safety criteria prescribed by applicable standards, as well as on relay protection settings, with the aim of ensuring safe operating conditions during exploitation. Additional measures for improving the earthing system are also considered, including the appropriate selection of cable sheath cross-sections and a critical assessment of the impact of specific enhancement measures on the overall earthing system performance. The results highlight the importance of comprehensive modelling and analysis of wind farm earthing systems and demonstrate that, by

* Dejan Milošević dejan.milosevic@fespower.rs; Ana Petrovic ana.petrovic@fespower.rs; Željko Đurišić djurisic@etf.rs; Petar Kovačević petar.kovacevic@mkgroup.rs

using real plant data, adequate earthing system dimensioning can be achieved while satisfying technical criteria and guidelines for the selection and setting of relay protection devices.

Keywords: wind farm earthing system, cable sheath, touch voltage, relay protection

UVOD

Razvoj i intenzivna integracija obnovljivih izvora energije, posebno vetroelektrana, nameću sve složenije zahteve u pogledu pouzdanog i bezbednog rada elektroenergetskih sistema. Zbog specifične konfiguracije vetroelektrana – prostorne razuđenosti, velikog broja vetrogeneratora, razgranate srednjenaponske kablovske mreže i njihove međusobne povezanosti – projektovanje i analiza uzemljivačkih sistema predstavljaju značajan inženjerski izazov. U takvim uslovima, uzemljivački sistem se ne može posmatrati parcijalno, već isključivo kao jedinstvena, međusobno spregnuta celina u kojoj interakcije između pojedinih elemenata imaju ključan uticaj na raspodelu struja i potencijala u normalnim i poremećenim radnim režimima.

Posebnu složenost predstavljaju metalni plaštevi energetskih kablova koji, pored svoje osnovne funkcije, učestvuju u raspodeli struja kvara i utiču na potencijal različitih elemenata uzemljivačkog sistema. Neadekvatno dimenzionisan uzemljivački sistem može dovesti do pojave nedozvoljenih napona dodira, kao i do nepouzdanog rada relejne zaštite. Stoga je neophodno sprovesti detaljno modelovanje koje obuhvata sve relevantne elemente sistema i njihove međusobne veze, uz uvažavanje realnih parametara objekta i karakterističnih radnih stanja kako bi se obezbedila usaglašenost sa bezbednosnim kriterijumima [1].

U ovom radu prikazan je sveobuhvatni pristup modelovanju i analizi uzemljivačkog sistema realne vetroelektrane primenom savremenih softverskih alata, sa ciljem procene ponašanja u različitim radnim režimima i verifikacije usklađenosti sa važećim tehničkim kriterijumima i standardima. Poseban akcenat stavljen je na uticaj konfiguracije sistema, parametara uzemljenja i međusobnih veza na raspodelu struja i napona, kao i na bezbednost ljudi i opreme.

Analize su izvršene na realnom modelu vetroelektrane Bela Anta, instalisane snage 123,5 MW, koja se razvija u regionu Južnog Banata u Srbiji.

U okviru rada su obrađene sledeće celine:

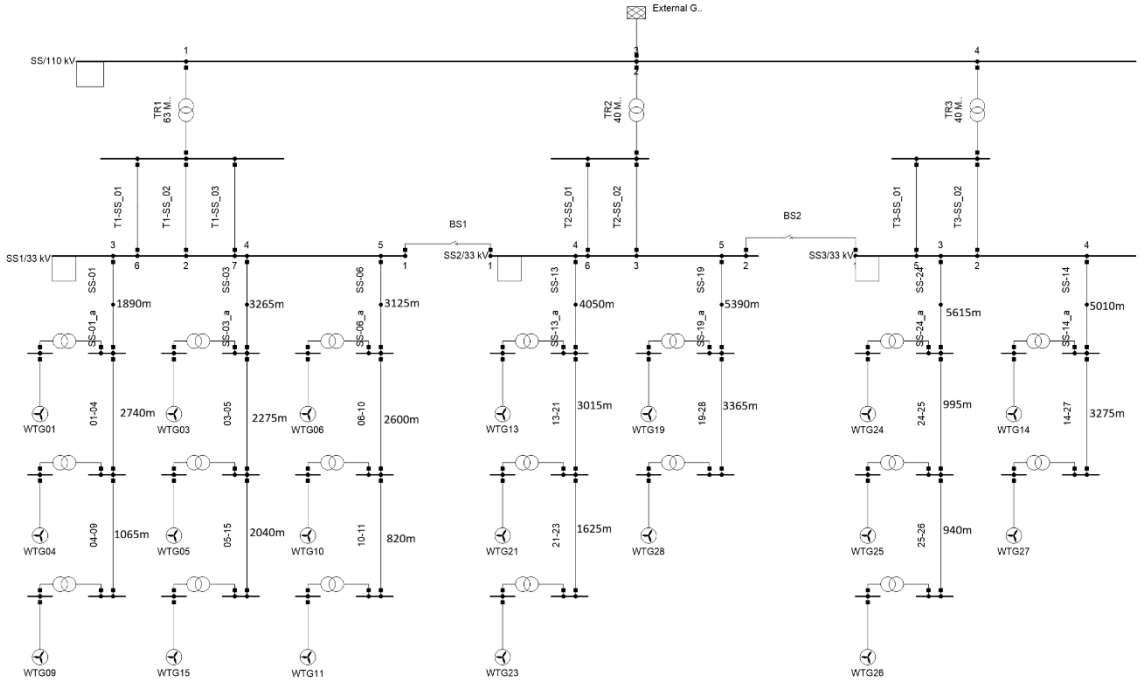
- Modelovanje uzemljivačkog sistema vetroelektrane koji uključuje uzemljivač transformatorske stanice (TS) i vetrogeneratora, plašteva kablova, kao i dodatnih veza između pojedinih uzemljivača,
- Proračun struja i napona plašteva kablova i pojedinih delova uzemljivačkog sistema u normalnim i poremećenim radnim režimima (pri zemljospoju na različitim lokacijama),
- Analiza uticaja dodatnih međusobnih veza između uzemljivača stubova vetrogeneratora i uzemljivača TS,
- Analiza osetljivosti rezultata na promenu otpora uzemljivača vetrogeneratora i TS,
- Proračun napona dodira i iznesenog potencijala pri kvarova na različitim mestima,
- Koncipiranje mera i ograničenja,
- Analiza uticaja na rad relejne zaštite,
- Predlog za konačno rešenje uzemljenja celog kompleksa vetroelektrane.

1 OPIS MODELA I POLAZNE PRETPOSTAVKE

Vetroelektrana Bela Anta se sastoji od 7 strujnih krugova i ukupno 19 vetroagregata snage 6,5 MW. Na strujne krugove je priključeno dva ili tri vetrogeneratora. Vetroelektrana se priključuje na mrežu preko tri transformatora snaga 63 MVA, 40 MVA i 40 MVA. Sabirnice 33 kV su podužno sekcionisane pri čemu će u normalnom pogonu sekcije biti razdvojene i to je stanje koje će biti analizirano u okviru ovog rada. Jednopolna šema formirana u softverskom paketu *Digsilent PowerFactory* prikazana je na slici 1. Šema uzemljivačkog sistema u istom softveru će biti prikazana u narednim poglavljima rada u okviru analize rezultata, gde će se videti svi modelovani elementi.

Kablovi su modelovani u skladu sa dostavljenom dokumentacijom od strane Investitora, a modeli korišćenih kablova su napravljeni na osnovu geometrije kablova. Izvodne deonice strujnih krugova sa tri vetrogeneratora su realizovane kablovima NA2XS(F)2Y 3x(1x630)mm^2, druga deonica strujnih krugova sa tri vetrogeneratora kablovima NA2XS(F)2Y 3x(1x240)mm^2, dok je treća deonica na ovom tipu strujnih krugova izvedena kablovima NA2XS(F)2Y 3x(1x120)mm^2. Izvodne deonice strujnih krugova sa dva vetrogeneratora su realizovane kablovima NA2XS(F)2Y 3x(1x500)mm^2, a druga deonica strujnih krugova sa dva vetrogeneratora

kablovima NA2XS(F)2Y 3x(1x120)mm^2. Model priključne mreže nije relevantan za analize kojima se bavi ovaj rad, dok su modeli transformatora preuzeti iz dostupne projektne dokumentacije.



Slika 1 - Jednopolna šema vetroelektrane Bela Anta

Za potrebe proračuna i analiza usvojene su sledeće pretpostavke:

- Plaštevi kablova su uzemljeni na oba kraja bez *cross-bonding*-a, što je standardno rešenje koje je korišćeno i u ovom slučaju, ali i na ostalim sličnim projektima, jer vrednosti struja kroz plašteve nisu bile kritične da bi bilo neophodno izvršiti njihovu redukciju.
- Kablovi su modelovani u *trefoil* formaciji.
- U svim analizama je razmatran je scenario rada sa maksimalnom aktivnom snagom i faktorom snage generatora od 0,95 u režimu apsorbovanja reaktivne snage.
- Uzemljenje srednjenaponske 33 kV mreže je realizovano korišćenjem otpornika postavljenog u neutralnoj tački 33 kV namota za ograničenje struje zemljospoja na 500 A, čija je adekvatnost potvrđena proračunom ukupne kapacitivne struje zemljospoja . Na osnovu dostavljenih parametara dobijena je vrednost otpornika od 38,1 Ω, koja je i korišćena u modelu.
- Otpornost uzemljivača vetrogeneratora je usvojena 1,5 Ω, ukoliko nije drugačije naznačeno. Ova vrednost je značajno na stranu sigurnosti.
- Otpornost uzemljivača TS 110/33 kV je usvojena 1 Ω, ukoliko nije drugačije naznačeno. Ova vrednost je značajno na stranu sigurnosti u poređenju sa merenim vrednostima za posmatrani region.
- Dodatne veze između uzemljivača vetrogeneratora i TS su razmatrane u analizama i biće naznačeno da li su konkretnom slučaju aktivne ili ne.

Ukoliko u nekom od proračuna ne budu korišćene pretpostavke navedene iznad biće posebno napomenuto za svaki konkretan slučaj.

Otpornosti rasprostiranja uzemljivača TS i vetrogeneratora su usvojene na stranu sigurnosti i najčešće su za red veličine manje u odnosu na usvojene vrednosti za posmatrani region, ali uzimajući u obzir činjenicu da u trenutku pripreme ovog rada ne postoje merenja niti proračuni razrađeni u projektnoj dokumentaciji, inicijalno je usvojena pretpostavka na stranu sigurnosti i u ovom radu će se raditi varijacije prema realnim vrednostima dobijenim merenjem na realizovanim projektima u istom geografskom području.

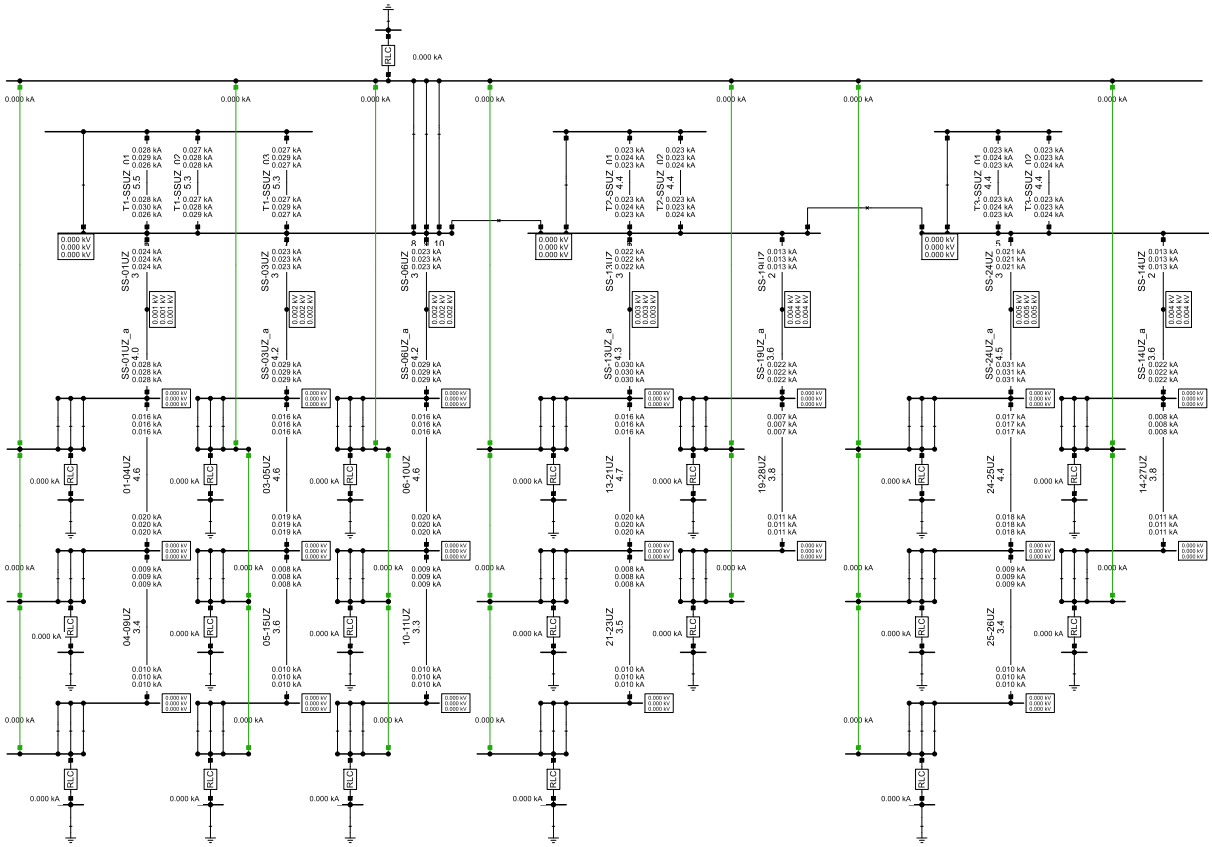
2 PRORAČUN STRUJA I NAPONA ELEMENATA UZEMLJIVAČKOG SISTEMA

2.1 Proračun struja i napona uzemljivačkog sistema u normalnom radnom režimu

U ovoj analizi pretpostavljeno je da svi vetrogeneratori rade sa nominalnom snagom, odnosno da je strujno opterećenje kablovskih veza maksimalno. Na slici 2 su prikazane struje kroz plašteve kablova u mreži za slučaj

kada su dodatne veze bakarnim užadima između uzemljivača uključene. Na slici 2 crnom bojom su prikazani plaštevi kablova, ekvivalent uzemljivača TS i vetrogeneratora, kao i njihove međusobne veze. Zelenom bojom su označene dopunske veze između uzemljivača vetroagregata i TS realizovane bakarnim užetom preseka 50 mm^2. Svi plaštevi kablova su preseka 25 mm^2. Proračun je urađen za temperaturu kablova od 20 °C, jer je to slučaj koji je najkritičniji u pogledu struja kroz kablove zbog minimalne otpornosti koja ograničava indukovanje cirkulacionih struja. Ovaj slučaj sa aspekta temperature je usvojen uvažavajući činjenicu da kabl može biti pušten u pogon nakon redovnih ili vanrednih isključenja (naročito u zimskom periodu) kada je njegova temperatura nije pod uticajem zagrevanja zbog disipacije toplote i tada je 20 °C opravdana pretpostavka.

Na slici 2 se uočava da dodatne veze bakarnim užadima nemaju uticaja u normalnom radnom stanju, jer je režim u potpunosti simetričan i sve struje se zatvaraju isključivo kroz plašteve kablova. U realnim uslovima može doći do minimalnih odstupanja usled nemogućnosti da se postigne potpuna simetrija prilikom izvođenja kablovske mreže. Na istoj slici, u polju sa rezultatima, za svaki linijski element su prikazane struje po fazama, dok su za čvorove prikazani naponi po fazama. Kako je radni režim u potpunosti simetričan naponi na svim delovima uzemljivačke mreže su jednaki nuli.



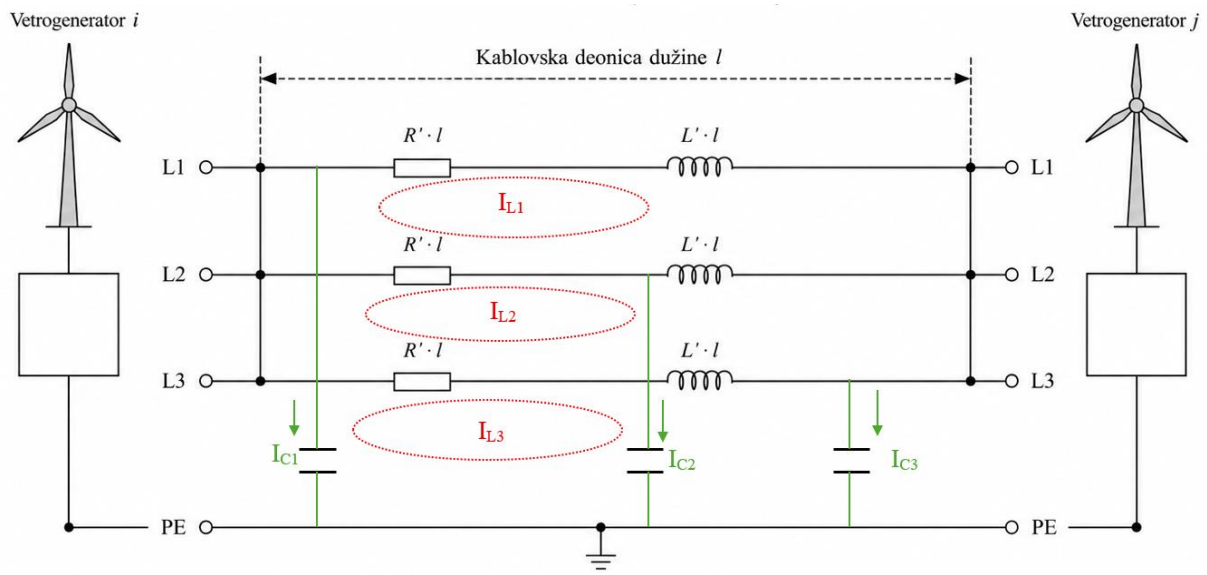
Slika 2 - Struje kroz elemente uzemljivačke mreže u normalnom radnom stanju i uključenim dodatnim bakarnim vezama između uzemljivača

Rezultati proračuna tokova snaga pokazuju da su cirkulacione struje manje na strani prema TS dok se povećavaju prema vetrogeneratorima, dok iznos te razlike zavisi od dužine kablova. Cirkulaciona struja u plaštevima se sastoji od dve komponente – induktivne i kapacitivne. Induktivna komponenta uglavnom zavisi od geometrije kabla, impedanse i faznih struja, dok je kapacitivna komponenta struje plašta određena konstrukcijom kabla, naponom i dužinom kabla. Zbog toga, kod dužih kablova struja ima veću vrednost. Ilustrativni prikaz induktivnih (I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}) i kapacitivnih (I_{C1}, I_{C2}, I_{C3}) struja je prikazan na slici 3.

U zavisnosti od tehničkih parametara kabla, kao što su impedansa plašta i impedansa uzemljenja na oba kraja, kapacitivna komponenta cirkulacione struje neravnomerno je raspoređena između krajeva kabla (struja na početku voda je manja od struje na drugom kraju prema vetrogeneratorima), što je prikazano u slici 2.

Najveće cirkulacione struje se javljaju na izvodnim deonicama najbližim TS odnosno na kablovskim vodovima između TS i prvih vetrogeneratora.

Iako relevantni standardi ne definišu niti ograničavaju maksimalno dozvoljenu struju u plaštevima kabla, novija istraživanja i izveštaji o merenjima pokazuju da cirkulacione struje veće od 40 A mogu dovesti do otkaza kablovskih pribora, kao što su spojnice i završeci [2]. Analize uzroka otkaza često ukazuju da su nedovoljno dimenzionisane tačke povezivanja jedan od glavnih problema. Nedovoljno dimenzionisanje dovodi do pregrevanja, oksidacije i drugih procesa koji na kraju uzrokuju otkazom spoja.



Slika 2 - Struje kroz elemente uzemljivačke mreže u normalnom radnom stanju i uključenim dodatnim bakarnim vezama između uzemljivača

Pored toga, neadekvatan izbor preseka bakarnih plašteva (npr. 35 mm², 50 mm² ili veći) tokom faze projektovanja kabla može doprineti većim cirkulacionim strujama, za koje priključni elementi u spoju nisu adekvatno dimenzionisani i što može tokom perioda eksploatacije izazvati probleme. U drugim slučajevima, nepravilna ugradnja spojnica može ostaviti nečistoće na slojevima kabla, koje u kombinaciji sa većim cirkulacionim strujama mogu izazvati oksidaciju i na kraju dovesti do otkaza spoja. Smanjenjem tipskih preseka metalnih plašteva u toku razvoja kablovske mreže vetroelektrane investitor je uticao na smanjenje cirkulacionih struja na kablovskim deonicama bliže TS, dok je na krajnjim deonicama izvršeno povećanje preseka plašteva. Na taj način su za celu kablovsku mrežu primenjeni plaštevi od 25 mm^2 čime se obezbeđuje kompromis u pouzdanosti veza plašteva i ograničenja cirkulacionih struja.

Maksimalna struja plašta je 31 A (između TS i vetrogeneratora WTG24 (WTG – *Wind Turbine Generator*)) i ne predstavlja problem prema prethodno definisanim kriterijumima. Dakle, posmatrajući kriterijum normalnog radnog stanja može smatrati da uzemljivačka mreža u potpunosti zadovoljava sa aspekta struja kroz plašteve kablova.

Najkritičnija tačka plašteva kablova, sa aspekta napona koji se javlja, je srednja tačka na deonici. Obzirom da su struje najviše na izvodnim deonicama prema vetrogeneratorima, srednje tačke izvodnih deonica su najkritičnije. Iz rezultata proračuna datim na slici 2 se vidi da su naponi srednjih tačaka plašteva kablova iznose nekoliko volti, što se može zanemariti. Deonice koje nisu izvodne (između bilo koja dva vetrogeneratora) su manje kritične zbog nižih vrednosti cirkulacionih struja, što se vidi na slici 2. Kako su naponi uzemljivača vetrogeneratora i TS u normalnom radnom stanju jednaki nuli, manje struje stvaraju manju razliku potencijala i zbog toga su deonice koje nisu izvodne manje kritične sa aspekta vrednosti napona plašteva u normalnom radnom režimu.

S obzirom na činjenicu da je režim u potpunosti simetričan, naponi svih delova uzemljivačkog sistema na analiziranom modelu su jednaki nuli. Stoga, tokom simetričnog režima otpornosti uzemljivača vetrogeneratora i TS nemaju nikakav uticaj.

2.2 Proračun struja i napona uzemljivačkog sistema pri zemljospoju u transformatorskoj stanici 110/33 kV

U okviru ovog poglavlja, ali i daljim analizama će se smatrati da su dodatne veze realizovane bakarnim užadima između pojedinih uzemljivača isključene, ukoliko nije drugačije napomenuto.

Analizirajući zemljospoj na sekciji 1 u TS 110/33 kV pokazuje se da su struje kroz plašteve u ovom slučaju neznatno više od onih koje se imaju u normalnom radnom stanju. Suština je da struje plašteva pri zemljospoju traju ograničeno, odnosno samo dok zaštita na početku izvoda ili u trafo ćeliji ne isključi kvar, što je u većini aplikacija kraće od 1 s.

Struje kroz plašteve se neznatno povećavaju u toku kvara, a imajući u vidu da je stanje neregularno i da je potrebno značajno manje vreme od 1s da zaštita selektivno isključi deonicu sa kvarom ne postoje ograničenja po pitanju dimenzionisanja plašteva.

U vršenim analizama će se proračunati naponi pojedinih delova uzemljivačkog sistema, odnosno potencijali u odnosu na referentnu zemlju. U nedostatku detaljnog softverskog proračuna prostorne raspodele potencijala i podataka o tlu, za procenu napona dodira u odnosu na proračunate vrednosti korišćen je koeficijent 0,7, dok je proračun napona dodira za konkretan slučaj računat prema sledećoj formuli:

$$U_d = V \cdot k$$

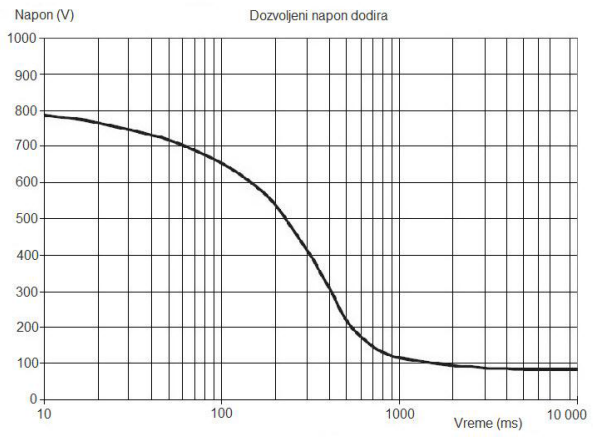
Gde je:

U_d – Napon dodira dobijen računski,
V – Potencijal uzemljivača u odnosu na referentnu zemlju dobijen simulacijom,
k – Redukcioni koeficijent sa vrednossću od 0,7.

Ovaj izbor je zasnovan na praksi koja se primenjuje za prstenaste uzemljivače, gde se usled odsustva mrežaste strukture unutar samog temelja, napon dodira na rastojanju od 1 m projektuje kao značajan udeo ukupnog potencijala. Ovakav pristup je u skladu sa preporukama za konzervativno modelovanje bezbednosti u objektima visokog napona (prema IEEE Std 80 i EN 50522), čime se osigurava da proračun obuhvati najnepovoljnije uslove eksploatacije. Izabrani koeficijent 0,7 predstavlja gornju granicu i na strani je sigurnosti. Površina u okolini stuba vetrogeneratora je najčešće tucanik koji, dok dodatni benefit koirsti povezivanje armature koja se nalazi u temeljnoj ploči. Ove činjenice nisu razmatrane u radu, ali će u realnim uslovima eksploatacije dovesti do nižih napona dodira od pretpostavljenih.

Najviši napon dodira (najviši napon na bilo kom elementu uzemljivačkog sistema) za ovaj slučaj je na uzemljivaču TS i iznosi 30·0,7=21 V. Na slici 4 je prikazana kriva dozvoljenog napona dodira u zavisnosti od njegovog trajanja [3]-[4]. Uočava se da ne postoji vremensko ograničenje za trajanje napona dodira od 21 V, odnosno da on u trajnom delovanju ne predstavlja opasnost.

Iznešeni potencijal pri analiziranom kvaru je svakako niži od potencijala uzemljivača u TS, pa se samim tim ne smatra kritičnim i može se zanemariti u predmetnim analizama.



Slika 4 - Dozvoljeni napon dodira u zavisnosti od njegovog vremena trajanja

2.3 Kratak spoj u kablovskoj mreži

Prilikom kvarova koji su blizu TS, odnosno neutralne tačke 33 kV mreže, struja zemljospoja se zatvara putem putanje najmanjeg otpora, odnosno kroz najmanji otpor između mesta kvara i neutralne tačke, što samim tim

rezultuje nižim naponima dodira u uzemljivačkoj mreži. Svi proračuni u ovom poglavlju su urađeni za temperaturu kablova od 20°C, jer se na taj način zbog smanjene otpornosti plašteva dolazi do rasporedele struja kvara koja dovodi do viših napona dodira na elementima uzemljivačkog sistema.

Sa povećanjem udaljenosti zemljospoja od TS povećava se impedansa između tačke kvara i neutralne tačke kroz koju se zatvara struja kvara i dolazi do raspodele struje kvara kroz kompletan uzemljivački sistem. Kako pri udaljenim kvarovima veći iznos struje odlazi u zemlju preko uzemljivača stubova vetroagregata posledično dolazi do povećanja potencijala na koji dolaze ti uzemljivači, odnosno do povećanja napona dodira.

Najkritičniji slučaj predstavljaju kvarovi na kraju izvoda, jer postoji samo jedan kabl 33 kV koji smanjuje ukupnu struju koja se zatvara kroz uzemljivač vetrogeneratora, za razliku od agregata koji se nalaze između dva susedna vetrogeneratora ili susednog i TS gde se struja kroz temeljni uzemljivač smanjuje zbog redukcionih faktora dva povezna kabla.

Dodatni kriterijum za izbor kritične deonice je njena dužina, odnosno najduža krajnja deonica u kablovskoj mreži će dovesti do najvećeg lokalnog povećanja potencijala uzemljivačkog sistem, jer je raspodela struje takva da će najveći deo ići kroz temeljni uzemljivač vetrogeneratora.

Prethodno opisani algoritam detekcije kritične deonice nije univerzalan i u zavisnosti od konfiguracije uzemljivačkog sistema konkretne elektrane se mora identifikovati najnepovoljniji slučaj.

Na osnovu prethodne analize, najkritičniji slučaj predstavlja kvar na kraju strujnog kruga 5, odnosno na poziciji vetrogeneratora WTG28 iz razloga najduže krajnje povezane deonice od 3,365 km, kao i najveće električne udaljenosti od TS, odnosno najveće povezne impedanse uzemljivačkog sistema, koja dovodi do dominantnog toka kroz uzemljivač WTG28. Rezultati za kompletnu uzemljivačku mrežu za opisani slučaj su prikazani na slici 5.

Analize pokazuju da je maksimalni napon dodira u mreži na uzemljivaču WTG28 i iznosi 498·0,7=349 V. Sa slike 4 se vidi da je za ovu vrednost napona dodira dozvoljeno vreme trajanja kratkog spoja od oko 330 ms. Napon jeste viši nego što je uobičajeno, pa će stoga biti analizirane dodatne mere koje se mogu primeniti i objektivno razmotrene polazne pretpostavke sa aspekta margine sigurnosti.

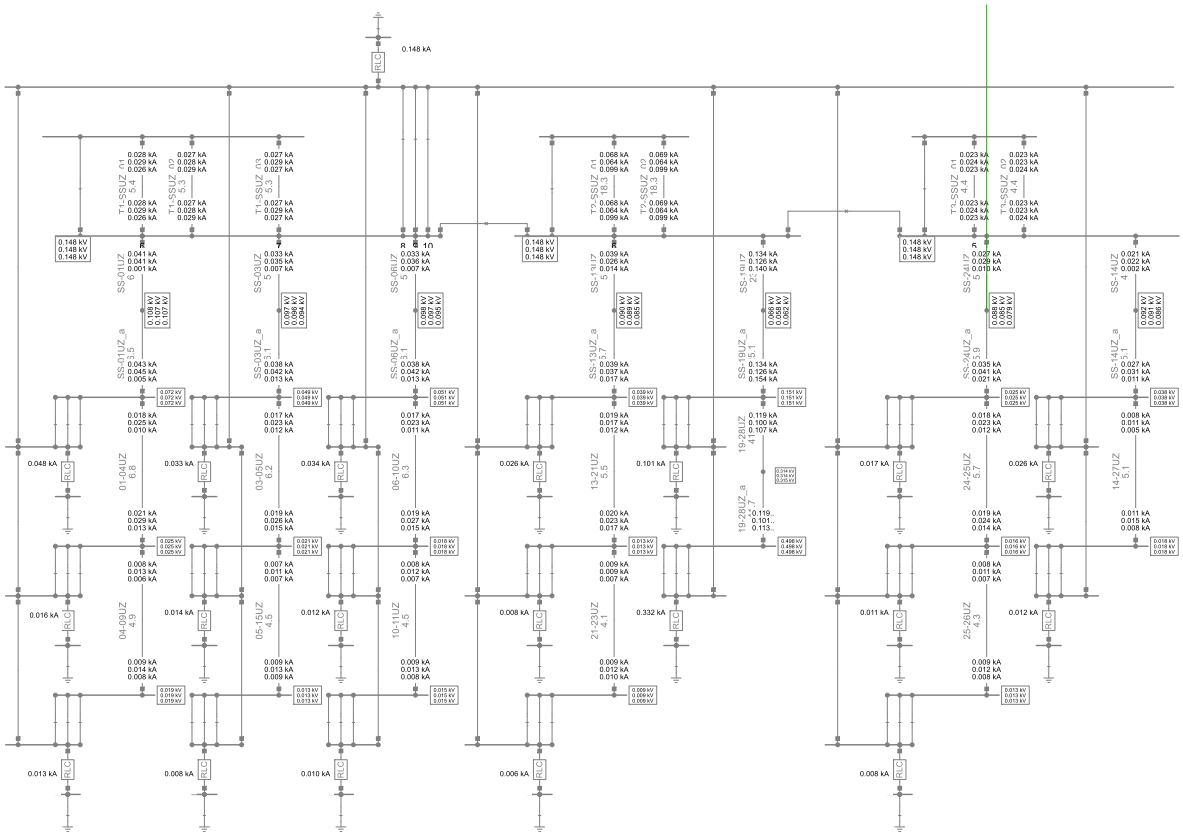
Pri ovom kvaru iznešeni potencijal je najviši na uzemljivaču susednog vetrogeneratora WTG19 i iznosi 151 V.

Kao što je već predviđeno u modelu, jednu od potencijalnih korektivnih mera predstavlja povezivanje uzemljivača u celoj vetroelektrani dodatnim bakarnim užadima preseka 50 mm^2. Analize za ovaj slučaj pokazuju da se napon dodira na najkritičnijem WTG28 smanjio na 427·0,7=299 V, odnosno za 14,3%. Na osnovu slike 4 vidi se da dozvoljeno vreme trajanja kratkog spoja za ovu vrednost napona iznosi oko 410 ms, što je neznatno duže od dobijenog vremena bez primene međusobnog povezivanja uzemljivača. Iznošenje potencijala je najviše izraženo na susednom WTG19 i iznosi 172 V, što je više za 21 V u odnosu na slučaj bez uključenih dodatnih veza između uzemljivača stubova i TS. Ova razlika je posledica drugačije promene ekvivalentne otpornosti veza između uzemljivača, koja je manja u slučaju kada imamo dodatne veze. Takođe, u dva slučaja (sa i bez dodatnih veza), drugačija je raspodela struje zemljospoja u uzemljivačkoj mreži. Ukupan efekat pomenutog se reflektovao kroz razliku iznesenog potencijala od 21 V. Uočava se da međusobno povezivanje uzemljivača nema velikog uticaja na globalno smanjenje napona dodira prilikom kritičnih kvarova u mreži čak i u slučaju kada su svi uzemljivači međusobno povezani.

Prethodno je pomenut uticaj od 14,3% na smanjenje napona dodira za najkritičniji slučaj ukoliko su svi uzemljivači u vetroelektrani međusobno povezani dodatnim bakarnim užadima. Na smanjenje napona dodira prilikom kvarova na kraju izvoda dominantno utiče dodatno bakarno uže koje povezuje poslednji vetrogenerator sa uzemljivačem susednog na posmatranom izvodu. Analizom ovog slučaja se pokazalo da se najviši napon dodira javlja kod WTG28 i iznosi 429·0,7=300 V. Ukoliko se uporedi sa slučajem kada su svi uzemljivači povezani bakarnim užadima razlika je samo 1 V, odnosno 0,33%, što se može smatrati zanemarljivom razlikom. Ovaj zaključak ide u prilog činjenici da dodatno povezivanje svih uzemljivača u vetroelektrani nema značajan uticaj na krajnje zaključke i optimalno rešenje u smislu dimenzionisanja uzemljivačkog sistema.

Kako je prethodno napisano, pretpostavke po pitanju otpora uzemljivača TS i stubova vetrogeneratora su usvojene na stranu sigurnosti sa značajnom sigurnosnom rezervom. Na osnovu uvida u merene podatke za ove paramatre na vetroelektranama izgrađenim na istom geografskom području otpornosti rasprostiranja uzemljivača stubova se kreću u rasponu između 0,1-0,15 Ω, dok se otpornost rasprostiranja uzemljivača transformatorske stanice, u zavisnosti od površine platoa, obično kreće ispod 0,05 Ω. Dakle, zaključuje se da su usvojene vrednosti za otpornosti rasprostiranja uzemljivača od 6-20 puta na stranu sigurnosti.

Kako bi se realnije sagledala situacija izvršiće se varijacija usvojenih parametara za otpornost rasprostiranja uzemljivača TS i stubova vetrogeneratora u dva slučaja. Jedan je sa otpornošću rasprostiranja uzemljivača TS od 0,5 Ω i za otpornost rasprostiranja uzemljivača stubova 1 Ω (Varijanta 2). Drugi slučaj je još bliže realnim vrednostima sa otpornošću rasprostiranja uzemljivača TS od 0,2 Ω i za otpornost rasprostiranja uzemljivača stubova 0,5 Ω (Varijanta 3). Napominje se da su ove analize bez aktivnih bakarnih užadi između uzemljivača. Analize pokazuju da je za Varijantu 2 najviši napon na uzemljivačkom sistemu 364·0,7=255 V (dozvoljeno vreme trajanja od oko 450 ms), dok se u Varijanti 3 javlja najviši napon od 203·0,7=142 V (dozvoljeno vreme trajanja od oko 700 ms).



Slika 5 – Naponi i struje uzemljivačke mreže za kvar kod WTG28

Rezultati analiza opisanih u poglavljima 2.1, 2.2 i 2.3 pregledno su prikazani u tabeli I. Crvenom bojom u tabeli su prikazani rezultati za najkritičniji slučaj, dok su zelenom bojom prikazani rezultati za realan slučaj, na osnovu rapsoloživih merenja karakteristika tla na posmatranom geografskom području.

Tabela I – Uporedni prikaz ključnih rezultata za analizirane režime i varijante

Režim	**Lokacija kvara**	**Varijanta uzemljenja**	**Ruz_TS [Ω]**	**Ruz_WTG [Ω]**	**Dodatne veze UZ**	**I_pl,max [A]**	**U_d,max [V]**	**Dozvoljeno trajanje [ms]**
Normalan rad	/	Osnovna	1,0	1,5	Da (bez uticaja)	31	0	/
Zemljospoj	TS 33/110 kV	Osnovna	1,0	1,5	Ne	31	21	Neograničeno
Zemljospoj	WTG28	Osnovna	1,0	1,5	Ne	154	349	330
Zemljospoj	WTG28	Osnovna sa međuvezama	1,0	1,5	Da	153	299	410
Zemljospoj	WTG28	Osnovna sa vezom WTG28-19	1,0	1,5	Da	150	300	410

Režim	Lokacija kvara	Varijanta uzemljenja	Ruz_TS [Ω]	Ruz_WTG [Ω]	Dodatne veze UZ	I_pl,max [A]	U_d,max [V]	Dozvoljeno trajanje [ms]
Zemljospoj	WTG28	Varijanta 2 (otpor UZ niži)	0,5	1,0	Ne	159	255	450
Zemljospoj	WTG28	Varijanta 3 (otpor UZ realan-nizak)	0,2	0,5	Ne	165	142	700

3 UTICAJ I PREPORUKE ZA SISTEM RELEJNE ZAŠTITE

Kako je rečeno u prethodnom poglavlju javljaju se određeni zahtevi koje je potrebno koordinisati sa podešenjima zaštitnih uređaja na izvodima u TS 110/33 kV. U najkritičnijem slučaju iz prethodnog poglavlja potrebno je da zemljospojna zaštita eliminiše kvar unutar 330 ms (ukupno vreme isključenja koje uključuje reagovanje zaštite, otvaranje prekidača i gašenje luka). Ukupno vreme eliminacije kvara se za 33 kV prekidače na osnovu iskustva procenjuje na maksimalno 80 ms. Uzimajući u obzir da se zemljospojna zaštita na VN strani blok transformatora vetrogeneratora može podesiti sa trenutnim dejstvom ili veoma malim kašnjenjem (jer je niženaponska strana blok transformatora izolovana) ostaje dovoljno prostora da se selektivno podesi zemljospojna zaštita na početku izvoda uvažavajući i pomenuto ukupno vreme eliminacije kvara od 80 ms. U slučaju realnijih scenarija (sa uvaženom rezervom koja je na stranu sigurnosti) minimalno zahtevano vreme za isključenje kvara će biti duže i očekuje se oko 700 ms što ne dovodi u pitanje prostor za selektivnu koordinaciju zaštitnih uređaja.

S druge strane, na osnovu izvršenih analiza, pokazuje se da je pri kvaru na kraju izvoda struja zemljospoja koju vidi relej na početku izvoda oko 150 A. Ovo znači da je potrebno podesiti prag prorade zemljspojnih zaštita na početku izvoda na maksimalno 100 A, kako bi se obezbedila adekvatna sigurnosna rezerva.

4 ZAKLJUČAK

Cilj rada je verifikacija projektovanih karakteristika elemenata uzemljivačkog sistema u različitim pogonskim režimima, uz nepromenjene konstrukcione karakteristike izabranih kablova. Usvojene pretpostavke su konzervativne zbog ograničenih ulaznih podataka, a dodatno su analizirane varijacije parametara na osnovu iskustvenih vrednosti.

Rezime ključnih rezultata je sledeći:

- U normalnom radu analizirane su struje i naponi u plaštevima kablova. Maksimalna očekivana struja plašta iznosi 31 A, što ne zahteva dodatne mere. Preporučuje se kvalitetna izrada spojeva i dugoročno praćenje struja plašteva.
- Pri zemljospoju u TS 110/33 kV dolazi do neznatnog povećanja struja plašta, dok su naponi dodira niski i bezbedni. Termičko opterećenje plašteva nije kritično, jer je podnosiva struja (3600 A / 1 s) znatno veća od maksimalne struje kvara (500 A).
- Najkritičniji slučaj je kvar na kraju izvoda (WTG28), pri čemu je maksimalni napon dodira 349 V. Međusobno povezivanje uzemljivača ima ograničen efekat (299 V, smanjenje 14,3%), uz relativno malo povećanje dozvoljenog trajanja kvara (~80 ms).
- Sa realnijim vrednostima otpornosti uzemljivača u analiziranom regionu napon dodira se smanjuje na 142 V, a dozvoljeno trajanje kvara povećava na oko 700 ms. Ove vrednosti se u ovoj fazi mogu smatrati relevantnim za dimenzionisanje sistema.
- Definisani su zahtevi za podešenje zemljospojnih zaštita radi obezbeđenja bezbednih napona dodira.

Na osnovu rezultata može se zaključiti:

- Dodatno povezivanje uzemljivača nije neophodno, jer ima ograničen uticaj na napon dodira. U slučaju viših otpornosti uzemljivača vetroegeneratora, odnosno tla sa većom specifičnom otpornošću, efekat dodatnih bakarnih veza između uzemljivača vetrogeneratora bi bio izraženiji.
- Potrebno je u realnim eksploatacionim uslovima izvršiti merenje otpornosti rasprostiranja stubova TS i vetrogeneratora, merenje napona dodira i koraka, kao i merenje i monitoring struja kroz plašteve kablova gde god to tehnički uslovi dopuštaju.
- Nakon izvršenih merenja iz prethodne tačke potrebno je ažurirati inicijalni model i verifikovati rezultate, izabrana podešenja i ispravan rad celokupnom sistema uzemljenja.
- Zemljospojne zaštite treba podesiti sa minimalnim vremenskim zatezanjem, uz obezbeđenje selektivnosti i naknadnu verifikaciju na osnovu merenja.

Doprinos rada je razvoj integrisanog modela uzemljivačkog sistema vetroelektrane, koji obuhvata međusobne uticaje uzemljivača, TS i kablovskih plašteva, čime se omogućava realnija procena raspodele struja i napona dodira. Kvantifikovan je uticaj povezivanja uzemljivača i realnih vrednosti otpornosti, uz konkretne smernice za projektovanje uzemljivačkog sistema i podešenje zaštite.

Dalja istraživanja treba usmeriti na uzemljivačke sisteme u uslovima visoke specifične otpornosti tla i razvoj mera za smanjenje opasnih napona dodira u tim uslovima, uz uvažavanje realne raspodele napona dodira dobijene detaljnom analizom kako bi se izvršila njegova preciznija procena.

LITERATURA

[1] 80-2013 - IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding
[2] IEC 61936-1:2021 - Power installations exceeding 1 kV AC and 1,5 kV DC - Part 1: AC
[3] Analysis of mitigation methods for sheath voltages and sheath circulating currents on medium voltage wind farm collector system, Mikko Rautasalo, Faculty of Information Technology and Communication Sciences, Master of Science Thesis, 2020
[4] IS EMS-123 – Uzemljenje elektroenergetskih postrojenja

Broj rada: R1-03

PRIMJENA VISOKOTEMPERATURNIH PROVODNIKA SA MALIM UGIBOM U REKONSTRUKCIJI DISTRIBUTIVNIH DALEKOVODA

APPLICATION OF HIGH TEMPERATURE LOW SAG CONDUCTORS IN THE RECONSTRUCTION OF DISTRIBUTION OVERHEAD LINES

Rade NINKOVIĆ, ODS „Elektrokrajina“ a.d., Bosna i Hercegovina*
Biljana ČIČIĆ, ODS „Elektrokrajina“ a.d, Bosna i Hercegovina

KRATAK SADRŽAJ

Rastuće potrebe za električnom energijom i ograničenja postojeće mrežne infrastrukture nameću potrebu za efikasnim rješenjima prilikom rekonstrukcije dalekovoda. Konvencionalni provodnici, poput aluminijumskih provodnika sa čeličnom jezgrom (ACSR- Aluminum conductor steel-reinforced), ograničeni su maksimalnom radnom temperaturom zbog mehaničkih svojstava materijala, što pri većim opterećenjima dovodi do prekomjernog ugiba i ugrožavanja sigurnosnih visina. Kao odgovor na ove izazove, u radu se analiziraju visokotemperaturni provodnici sa malim ugibom (HTLS – High Temperature Low Sag), koji omogućavaju rad na znatno višim temperaturama uz zadržavanje stabilnih mehaničkih karakteristika i značajno povećanje kapaciteta prenosa. U radu se razmatra primjena HTLS provodnika u rekonstrukciji distributivnih dalekovoda (analizirano je jedno zatezno polje), sa posebnim fokusom na tehničke performanse, tehničku i ekonomsku opravdanost, kao i ograničenja u odnosu na klasična rješenja. Poseban akcenat je stavljen na mogućnost povećanja prenosne moći bez potrebe za zamjenom postojećih dalekovodnih stubova, čime se drastično smanjuju kapitalna ulaganja i vrijeme realizacije projekata. Pored tehno-ekonomske analize, rad se dotiče i ekoloških aspekata, kroz smanjenje vizuelnog uticaja na okolinu i optimizaciju iskorištenja koridora. Zaključak rada ukazuje da HTLS tehnologija predstavlja optimalno rješenje za modernizaciju distributivnih mreža u uslovima prostornih i ekonomskih ograničenja.

Ključne reči: HTLS provodnici, distributivna mreža, rekonstrukcija dalekovoda, ugib

ABSTRACT

The growing demand for electrical energy and the limitations of the existing grid infrastructure create a need for efficient solutions in the reconstruction of overhead lines. Conventional conductors, such as steel-reinforced aluminum conductors (ACSR), are limited by their maximum operating temperature due to the mechanical properties of their materials, which leads to excessive sag and compromises safety clearances under higher loads. In response to these challenges, this paper analyzes High Temperature Low Sag (HTLS) conductors, which enable operation at significantly higher temperatures while maintaining stable mechanical characteristics and providing a substantial increase in transmission capacity. This paper analyzes the application of HTLS conductors in the reconstruction of distribution overhead lines, with a particular focus on technical performance, economic viability, and limitations compared to conventional solutions. Special emphasis is placed on the possibility of increasing power trasmission capacity without the need for replacing existing poles, which drastically reduces capital expenditures (CAPEX) and project implementation time. In addition to the techno-economic analysis, the paper addresses environmental aspects, including the reduction of visual impact and the optimization of right-of-way utilization. The paper concludes that HTLS technology represents an optimal solution for the modernization of distribution networks under spatial and economic constraints.

Keywords: HTLS conductors, distribution network, power line reconstruction, sag

* Rade Ninković rade.ninkovic@elektrokrajina.com; Biljana Čičić biljana.cicic@elektrokrajina.com

UVOD

Savremeni elektroenergetski sistemi suočeni su sa stalnim rastom potrošnje električne energije, što nameće potrebu za povećanjem kapaciteta postojećih distributivnih mreža. U praksi, rekonstrukcija dalekovoda često je ograničena tehničkim, prostornim i imovinsko-pravnim faktorima, zbog čega konvencionalna rješenja koja podrazumijevaju zamjenu stubova ili proširenje koridora nisu uvijek izvodiva.

U takvim uslovima, primjena naprednih provodničkih tehnologija predstavlja jedno od ključnih rješenja za unapređenje performansi postojećih vodova bez značajnih infrastrukturnih zahvata.

Cilj ovog rada je analiza mogućnosti primjene HTLS provodnika u rekonstrukciji distributivnih dalekovoda, kroz analizu jednog zateznog polja, sa posebnim osvrtom na tehničke karakteristike, ograničenja primjene i ekonomske efekte u konkretnim uslovima eksploatacije.

1 TEHNOLOGIJA VISOKOTEMPERATURNIH PROVODNIKA SA MALIM UGIBOM

Visokotemperaturni provodnici sa malim ugibom (HTLS) predstavljaju savremenu grupu provodnika namijenjenih za povećanje prenosnog kapaciteta postojećih nadzemnih vodova bez značajnih izmjena na infrastrukturi. Njihova primjena zasniva se na kombinaciji materijala visoke električne provodljivosti i ojačanih jezgara sa poboljšanim mehaničkim karakteristikama.

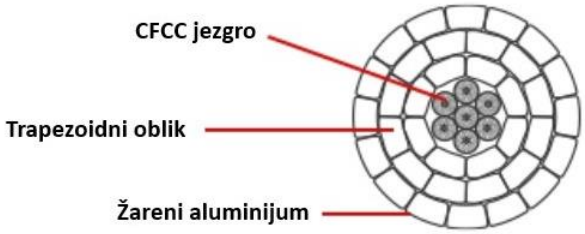
HTLS provodnici se izrađuju od specijalnih materijala i legura koji kombinuju visoku provodljivost sa poboljšanim mehaničkim svojstvima. Najčešće se koriste aluminijumske legure pojačane čeličnim ili kompozitnim jezgrama, kao i provodnici sa keramičkim ili kompozitnim ojačanjem jezgra. Ovakve konstrukcije značajno smanjuju termičko širenje i omogućavaju rad na temperaturama od 180°C, u hitnim slučajevima i do 200°C, uz ograničen ugib, dok standardni provodnici obično ne prelaze 70–90 °C.

Tipični predstavnici ove grupe su aluminijumski provodnici ojačani karbonskim vlaknima (ACFR-Aluminum Conductor, Carbon Fiber Reinforced) i aluminijumski provodnici sa kompozitnim jezgrom (ACCC-Aluminum Conductor Composite Core**)**. Ove karakteristike čine HTLS provodnike pogodnim za primjenu u uslovima gdje je potrebno povećati strujno opterećenje voda, a postoje ograničenja u pogledu mehaničkih zahtjeva na postojećoj mreži. [1]

Aluminijumski provodnici ojačani karbonskim vlaknima (ACFR) su konstrukcijski slični ACSR provodnicima s tim da se umjesto čeličnog jezgra koriste karbonska vlakna sa kompozitnim materijalima (CFCC - Carbon Fiber Composite Cable). Ovako konstruisano jezgro obezbjeđuje veliku zateznu čvrstoću i male promjene ugiba sa oscilacijom radne temperature. Ovi provodnici imaju nešto bolje performanse od ACCC provodnike, pošto u odnosu na njih prije dostižu temperaturnu tačku preloma, što za rezultat ima manji ugib. [2]

Temperaturni koeficijent istezanja nakon dostizanja temperaturne tačke preloma se značajno smanjuje, pri čemu se gotovo ne mijenjaju mehaničke karakteristike provodnika.

Maksimalna radna temperatura ovog provodnika je 180°C i ona proizilazi iz ograničenja CFCC jezgra. [1]



Slika 1 – Poprečni presjek provodnika ACFR 35/6 mm^2 [1]

Aluminijumski provodnici sa kompozitnim jezgrom (ACCC) provodnici imaju ojačano jezgro izrađeno od posebne vrste aluminijuma velike mehaničke čvrstoće. Kompozitno jezgro preuzima kompletno opterećenje provodnika iznad temperaturne tačke preloma (temperaturnog kolena) i ugib provodnika je nadalje praktično nezavisan od radne temperature provodnika. Ovi provodnici imaju provodni dio izrađen od legure Al-Zr, te imaju i veću električnu provodnost. [2]

2 ANALIZA PRIMJENE VISOKOTEMPERATURNIH PROVODNIKA SA MALIM UGIBOM

Analiza primjene HTLS provodnika zasniva se na poređenju ključnih eksploatacionih parametara u odnosu na konvencionalne provodnike, pri čemu su od posebnog značaja: rad na visokim temperaturama bez ugrožavanja mehaničke stabilnosti, minimalni ugib i očuvanje sigurnosnih visina i značajno povećanje kapaciteta prenosa.

2.1 Mehanička svojstva i ograničenja

HTLS provodnici koriste aluminijumske legure visoke provodljivosti u kombinaciji sa ojačanim jezgrima od ugljenika ili kompozitnih materijala. Ovakva konstrukcija omogućava visoku zateznu čvrstoću uz znatno smanjeno termičko istezanje u odnosu na ACSR provodnike. Kao rezultat, provodnik zadržava stabilna mehanička svojstva i pri povišenim radnim temperaturama, čime se ograničava povećanje ugiba usljed zagrijavanja. [1]

2.2 Maksimalna radna temperatura i ugib

Ugib predstavlja jedan od ključnih ograničavajućih faktora pri povećanju opterećenja dalekovoda. Kod HTLS provodnika, smanjeno termičko istezanje i veća mehanička otpornost kao rezultat daju manje promjene ugiba u funkciji temperature i strujnog opterećenja. U poređenju sa konvencionalnim provodnicima, tipične vrijednosti ugiba pri maksimalnim opterećenjima su značajno niže, što omogućava očuvanje sigurnosnih visina bez zamjene ili pomjeranja stubova na drugu poziciju. [3]

Proračun ugiba provodnika se zasniva na kombinaciji mehaničkog opterećenja (težina provodnika, vjetar, led) i termičkog širenja usljed strujnog opterećenja. Kod HTLS provodnika, tipičan ugib pri maksimalnoj struji iznosi 30–50 % u odnosu na ugib istog konvencionalnog provodnika, što direktno omogućava veći prenosni kapacitet uz očuvanje sigurnosnih visina voda.

2.3 Povećanje prenosnog kapaciteta

Povećanje prenosnog kapaciteta direktno je povezano sa dozvoljenom radnom temperaturom i maksimalnom strujom provodnika. HTLS provodnici omogućavaju rad pri višim temperaturama, čime se povećava dozvoljena struja, a samim tim i prenosna moć dalekovoda. Ovakav pristup omogućava bolje iskorištenje postojećih vodova bez potrebe za promjenom njihove geometrije ili nosive konstrukcije.

Primjenom HTLS provodnika, kapacitet postojećih distributivnih dalekovoda može se povećati i do 2–3 puta. Ovo je naročito značajno u urbanim sredinama i koridorima sa ograničenim prostorom, gdje fizička rekonstrukcija dalekovoda nije praktična. [3]

3 EKOLOŠKI ASPEKTI

Primjena HTLS provodnika u rekonstrukciji distributivnih dalekovoda omogućava povećanje prenosnog kapaciteta uz minimalne intervencije na trasi dalekovoda, što ima direktne pozitivne ekološke efekte.

Jedna od ključnih prednosti je zadržavanje postojećih dalekovodnih koridora, čime se izbjegava potreba za proširenjem trase i dodatnom eksproprijacijom zemljišta. Time se smanjuje uticaj na pejzaž i lokalne ekosisteme, posebno u područjima sa ograničenim prostorom.

Stabilna mehanička svojstva i manji ugib provodnika smanjuju rizik od kontakta sa vegetacijom, čime se smanjuje potreba za učestalim održavanjem koridora (prokres šume), samim tim se smanjuje i obim radova na terenu, odnosno smanjuje se uticaj na okolinu.

Na osnovu navedenog, upotrebom HTLS provodnika doprinosi se racionalnijem korištenju postojećih resursa i smanjenju ukupnog uticaja, prilikom rekonstrukcije dalekovoda, na okolinu kroz smanjen vizuelni uticaj, te optimalno korištenja koridora, što može pozitivno uticati na izdavanje ekološke saglasnosti.

4 ANALIZA SLUČAJA / PRIMJENA U REKONSTRUKCIJI DALEKOVODA

Za analizu mogućnosti primjene HTLS provodnika korišten 20 kV dalekovod (jedno zatezno polje sa osam stubova), na koji treba da se priključi mala elektrana zbog čega je potrebna njegova rekonstrukcija i povećanje prenosnog kapaciteta. Predmetni dalekovod izgrađen je sa armirano-betonskim stubovima visine 12 m, ima

neujednačene raspone između stubova, a izveden je sa provodnikom ACSR 35/6 mm^2. Primjenom HTLS provodnika tipa ACFR 35/6 mm^2 potrebno je da se:

- obezbjedi statička stabilnost postojećih stubova (nije potrebna zamjena stubova),
- zadovolje sigurnosne visine provodnika,
- obezbjede sigurnosni razmaci između provodnika,
- poveća prenosni kapacitet dalekovoda. [4]

4.1 Statička stabilnost stubova

Provjera naprezanja je izvršena prema Pravilniku o tehničkim normativima za izgradnju nadzemnih elektroenregetskih vodova nazivnog napona od 1 do 400 kV. [5]

Podaci korišteni za proračun:

- dodatni teret: $1{,}0x0{,}18\sqrt{d}$ kg/m
- težina provodnika i dodatnog tereta: 0,6035 kg/m
- pritisak vjetra: 75 daN/m^2
- težina izolatorskog lanca: 5kg
- minimalna temperatura -20 ^{o}C
- maksimalna temperatura +40 ^{o}C
- temperatura pri kojoj postoji dodatno opterećenje na vodu: - 5 ^{o}C

4.1.1 Horizontalne sile

Stabilna mehanička svojstva i minimalni ugib HTLS provodnika smanjuju rizik od kontakta sa vegetacijom i objektima, što smanjuje potrebu za čestim intervencijama i održavanjem. Manje intervencija znači i manji uticaj na lokalne ekosisteme i smanjenje emisija prilikom održavanja.

Analiziran je slučaj sa zatezanjem provodnika ACSR 35/6 mm^2 silom od $\sigma = 8\ daN/mm^2$, zatim provodnika ACFR 35/6 mm^2, sa silom od $\sigma = 8{,}5\ daN/mm^2$ i provodnika ACSR 50/8 mm^2 sa silom od $\sigma = 7\ daN/mm^2$.

Različita zatezanja su korištena zbog prilagođavanja provodnika različitih tipova i presjeka situaciji na terenu sa krajnjim ciljem da se zadrži postojeća trasa sa svim stubovima.

U tabeli I je dat proračun za horizontalne vršne sile u slučaju primjene provodnika navedenih provodnika.

Tabela I – Horizontalne sile na stubove daN

Stubno mjesto	Horizonatalne sile (daN)		
	ACSR 35/6 mm^2	ACSR 50/8 mm^2	ACFR 35/6 mm^2
1	640	788	640
2	167	187	119
3	191	215	164
4	141	156	188
5	127	140	188
6	158	177	139
7	156	174	153
8	960	1182	935

Iz tabele rezultantnih sila na stubove se vidi da je potrebna zamjena krajnjeg stuba u slučaju primjene ACSR 50/8 mm^2, jer se radi o stubu ABS 12/1000 a dobijena rezultantna horizontalna sila je 1182 daN. Dok primjenom užeta ACFR 35/6 mm^2 nije potrebna zamjena stubova jer su rezultantne sile manje od njihove nazivne sile [4] [6].

4.1.2 Vertikalne sile

Računanje vertikalnih sila na dalekovodu se zasniva na određivanju opterećenja koja djeluju na provodnike i noseću konstrukciju u vertikalnom pravcu. Osnovne komponente tih sila uključuju sopstvenu težinu provodnika, dodatno opterećenje od leda i eventualno opterećenje od vjetra sa vertikalnom komponentom. Ukupna vertikalna sila se dobije kao:

$$F_v = G + G_i \qquad (1)$$

gdje je:
$G -$ težina provodnika,
$G_i -$ težina naslaga leda. [5]

Tabela II – Vertikalne sile na stubovima

Provodnik		ACSR 35/6		ACSR 50/8		ACFR 35/6	
Sila zatezanja		$\sigma = 8\ daN/mm^2$		$\sigma = 7\ daN/mm^2$		$\sigma = 8{,}5\ daN/mm^2$	
Stub	Raspon	-20 °C	-5 °C + DT	-20 °C	-5 °C + DT	-20 °C	-5 °C + DT
1		2,94	12,02	4,05	14,48	1,9	11,2
	34,63						
2		-1,5	25,6	-0,53	30,42	0,5	22,6
	85,62						
3		-13,3	15,37	-15	17,58	-5,5	11,8
	60,68						
4		11,41	36,99	15,23	44,70	7,0	34,7
	30,86						
5		38,61	70,87	48,93	86,57	21,3	69,0
	45,91						
6		-4,79	18,85	-4,73	22,19	-1,4	16,1
	64,7						
7		53,84	99,15	68,26	121,11	29,7	96,4
	43,23						
8		-36,1	-39,67	-44,5	-49,26	-18,7	-40,8

Iz rezultata proračuna se vidi da se primjenom užeta ACSR 50/8 mm^2 dobiju mnogo veće sile od težine provodnika nego kod provodnika ACFR 35/6 mm^2.

Na nekim stubovima se javljaju i negativne sile, na nosećim stubovima, pri temperaturi -20 °C. Dobijene vrijednosti ovih sila ne uzrožavaju stabilnost stubova, a najmanje su kod provodnika ACFR 35/6mm^2. [4] [6]

4.2 Sigurnosne visine

Provjera sigurnosnih visina se vrši za maksimalnu temperaturu +60 °C, a za specijalnu užad visoke temperature maksimalna temperatura provodnika se računa pri maksimalnom strujnom opterećenju provodnika na vodu i pri temperaturi okoline od +40 °C. [5]

U tabeli III su dati ugibi provodnika za kritične temperature za uže ACSR 35/6 mm^2 (trenutno ugrađeno), ACSR 50/8 mm^2 i ACFR 35/6 mm^2.Tabela III – Ugibi provodnika pri kritičnim temperaturama

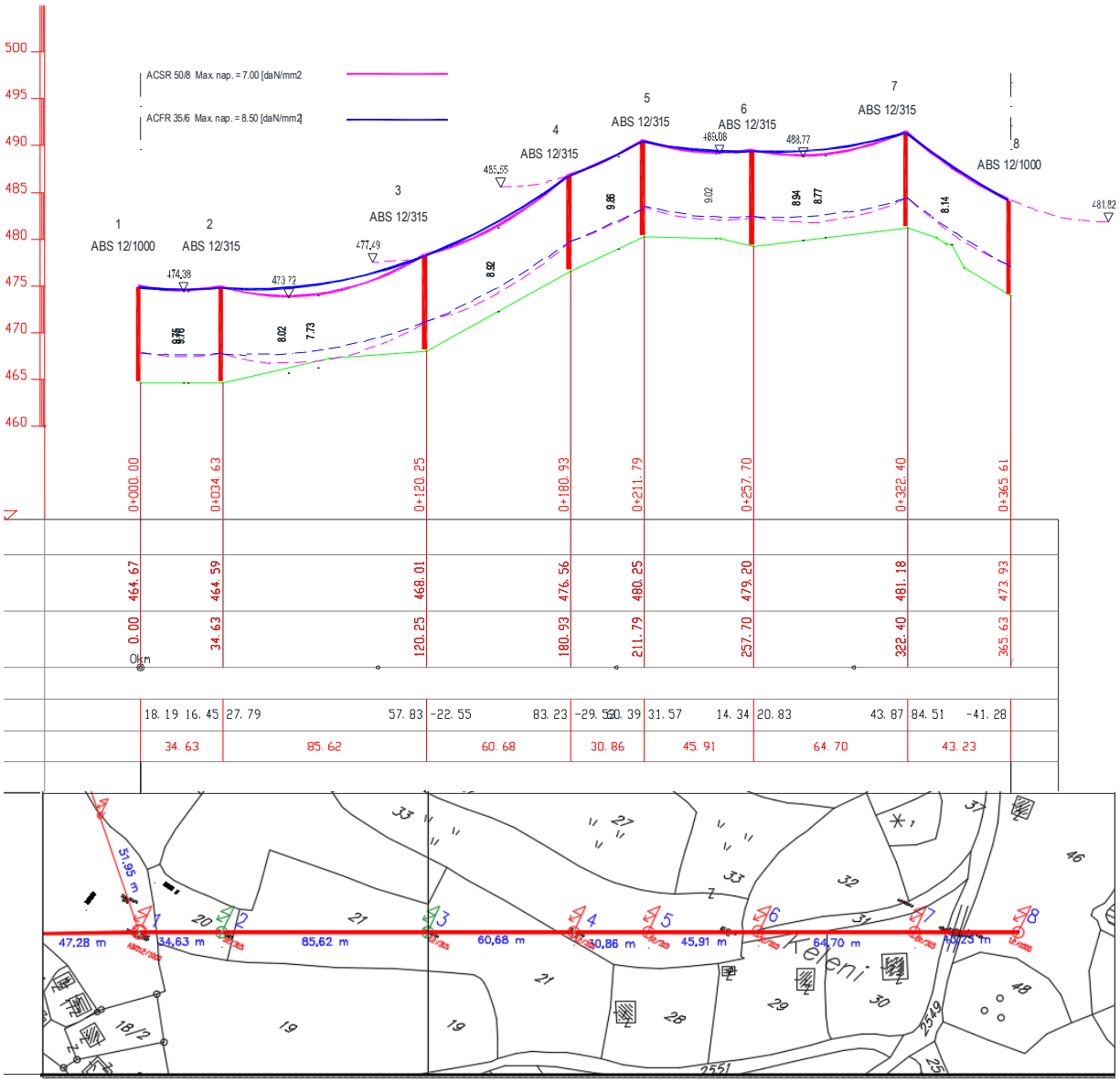
Provodnik		ACSR 35/6		ACSR 50/8		ACFR 35/6	
Sila zatezanja		$\sigma = 8\ daN/mm^2$		$\sigma = 7\ daN/mm^2$		$\sigma = 8{,}5\ daN/mm^2$	
Stub	Raspon	60 °C	-5 °C + DT	60 °C	-5 °C + DT	180 °C	-5 °C + DT
1							
	34,63	39	30	36	28	21	28
2							
	85,62	238	185	223	174	128	172
3							
	60,68	120	93	122	87	64	86
4							

	30,86	31	24	29	23	17	22
5							
	45,91	68	53	64	50	37	49
6							
	64,7	136	106	127	99	73	98
7							
	43,23	61	47	57	44	33	44
8							

Iz rezultata proračuna ugiba je vidljivo da su sigurnosne visine provodnika ACSR 50/8 mm^2 ne zadovoljavaju u rasponu između stubova 2 i 3 tako da je potrebno dodati novi stub i smanjiti raspon. U slučaju korištenja ACFR 35/6 mm^2 nije potrebna nikakva intervencija na stubovima.

Crtanje uzdužnog profila i proračun lančanice rađeni su u programskom sitemu za geodeziju Survey.

Na slici 1 dat je uzdužni profil trase dalekovoda i lančanice provodnika ACSR 50/8mm^2 i ACFR 35/6mm^2 gdje se vidi da su na većim rasponima ugibi provodnika ACFR mnogo manji.



Slika 2 - Uzdužni profil trase dalekovoda [4]

4.3 Razmaci između provodnika

Proračun razmaka između provodnika je urađen u skladu sa Pravilnikom o tehničkim normativima za izgradnju nadzemnih elektroenergetskih vodova nazivnog napona od 1 kV do 400 kV. Udaljenost između provodnika (D) u sredini raspona u uslovima bez vjetra i iznosi:

$$D = k \cdot \sqrt{f + l} + S_r \qquad (2)$$

gdje je:

f – ugib užeta na +40 °C,
l – dužina izolatorskog lanca (cm),
S_r –sigurnosni razmak (cm),

k – koeficijent čija vrijednost zavisi od rasporeda dva posmatrana provodnika, odnosno provodnika i zaštitnog užeta, a pri horizontalnom rasporedu (predmetni slučaj) se određuje prema:

$k = 4 + \frac{\alpha}{25}$, ali ne manje od $k = 6$, najmanja udaljenost je D=60cm, ako sigurnosni razmak nije veći.

Ugao otklona provodnika, bez leda iznosi:

$$\alpha = arctg \frac{d \cdot p \cdot k}{g} \qquad (3)$$

Gdje je:

d – prečnik užeta (*m*),
p – pritisak vjetra (*daN/m*^{2}),
g – masa užeta (*kg/m*),
k – koeficijent dejstva vjetra na provodnik. [5]

Tabela IV – Udaljenost između provodnika u sredini raspona

Redni broj stuba	Stvarna udaljenost u sredini raspona (cm)	Potrebna udaljenost između provodnika u sredini raspona D (cm)		
		ACSR 35/6 mm^2	ACSR 50/8 mm^2	ACFR 35/6 mm^2
1				
	124,8	59,4	60,3	46,7
2				
	132,5	117,2	119,6	86,6
3				
	132,5	88,9	90,9	67,4
4				
	132,5	54,8	56,0	43,7
5				
	132,5	72,1	73,4	55,7
6				
	132,5	93,4	95,2	70,5
7				
	124,8	69,2	70,6	53,5
8				

Iz tabele IV se vidi da je sila zatezanja provodnika odabrana tako da razmak između provodnika zadovoljava u slučaju odabira bilo kog od analiziranih provodnika. [4] [6]

4.4 Prenosni kapacitet dalekovoda

Prenosni kapacitet dalekovoda za različite tipove i presjeke razmatranih provodnika je data u tabeli V.

Tabela V – Prenosni kapacitet dalekovoda za različite tipove provodnika

Tip provodnika	Maks. radna temperatura	Maksimalna struja I_{max} (A)	Prenosna moć P_{max} (MW)
ACSR 35/6 mm^2	70 ^{o}C	160A	5,26
ACSR 50/8 mm^2	70 ^{o}C	210 A	6,91
ACFR 35/6 mm^2	180 ^{o}C	288 A	9,96

Za provodnik ACFR 35/6 mm^2 je korištena maksimalna radna temperatura od 180 ^{o}C, temperaturi okoline od 40^{o}C i brzini vjetra od 0,6 m/s. Najveća prenosna moć dalekovoda se dobije primjenom ACFR provodnika i time su zadovoljeni uslovi za priključak male elektrane. [4] [6]

4.5 Ekonomska opravdanost primjene visokotemperaturnih provodnika sa malim ugibom

Kod standardnih rješenja, povećanje prenosnog kapaciteta voda često podrazumijeva zamjenu provodnika, stubova, konzola i druge opreme. Takvi zahvati dovode do značajnih troškova i problema kao što su: nemogućnost rješavanja imovinskih odnosa, nabavka i transport novih stubova, izvođenje građevinskih radova, uklanjanje starih konstrukcija i pripremu terena.

Primjenom HTLS provodnika, povećanje prenosa postiže se bez promjene stubova, ovo često skraćuje trajanje radova za 40–60 % u odnosu na standarna rješenja. Pored smanjenja direktnih troškova, HTLS tehnologija donosi i indirektne uštede, kao što je manji broj intervencija na mreži i manji troškovi održavanja trase dalekovoda.

4.6 Analiza troškova i koristi

Ekonomska opravdanost primjene ACFR provodnika u rekonstrukciji predmetnog dalekovoda ne posmatra se samo kroz jediničnu cijenu materijala, već kroz ukupne troškove projekta i brzinu realizacije. Iako je nabavna cijena ACFR 35/6 mm^2 provodnika po dužnom metru značajno viša u odnosu na konvencionalni ACSR 50/8 mm^2 (okvirno 2 do 4 puta), a potrebna je i zamjena opreme za zatezanje i nošenje provodnika, ukupna investicija je manja, zbog eliminacije obimnih građevinskih radova. Za obimnije radove i duže dalekovode benefiti su još izraženiji.

Ključni ekonomski benefiti identifikovani u ovoj analizi su:

- Smanjenje kapitalnih ulaganja: proračun horizontalnih sila pokazao je da bi primjena ACSR 50/8 mm^2 zahtijevala zamjenu zateznih stubova, dok ACFR 35/6 mm^2 omogućava zadržavanje postojeće infrastrukture, čime se direktni troškovi smanjuju za 30–50%, u zavisnosti od dužine dalekovoda i konfiguracije trase.
- Ušteda vremena i logistike: vrijeme realizacije radova na zamjeni provodnika je značajno kraće u odnosu na kompletnu rekonstrukciju sa zamjenom stubova. Ovo direktno smanjuje troškove radne snage i mehanizacije.
- Kratki periodi montaže i rekonstrukcije značajno smanjuju prekide u napajanju i omogućavaju brže prilagođavanje mreže na rastuće zahtjeve za potrošnjom.
- Izbjegavanje rješavanja imovinsko-pravnih odnosa: budući da se ne mijenjaju pozicije i tipovi stubova, izbjegavaju se dugotrajni i skupi procesi dobijanja novih dozvola i rješavanja imovinsko-pravnih odnosa (eksproprijacija).
- Dugoročna operativna isplativost: ACFR provodnici zbog stabilnih mehaničkih svojstava zahtjevaju manje intervencija na održavanju koridora i vegetacije, što dodatno smanjuje operativne troškove tokom životnog vijeka dalekovoda.

Rad na visokim temperaturama i povećanje maksimalne struje donosi i veće gubitke na vodu. S obzirom na to da je primarni cilj rekonstrukcije priključak male elektrane, povećani kapacitet i stabilnost sistema mogu da opravdaju ove gubitke u periodima vršne proizvodnje. Za svaku pojedinačnu rekonstrukciju dalekovoda je potrebno izvršiti proračun gubitaka kako bi se osiguralo da budu u dozvoljenim granicama.

Uporedna analiza pokazuje da ACFR tehnologija predstavlja optimalan odnos uloženog kapitala i dobijenog povećanja prenosne moći (do 190% u odnosu na postojeće stanje), što je čini prihvatljivim rješenjem za modernizaciju mreže u uslovima tehničkih ograničenja ili nemogućnosti rješavanja imovinsko-pravnih odnosa, čime se postiže veća isplativost projekata rekonstrukcije distributivnih dalekovoda.

Primjena HTLS provodnika u rekonstrukciji distributivnih dalekovoda ne donosi samo tehničke prednosti, nego i ekonomske benefite. Ključni faktor u procjeni opravdanosti primjene ovih provodnika je smanjenje kapitalnih ulaganja i vrijeme realizacije projekta u poređenju sa standardnih rješenjima koja zahtijevaju zamjenu stubova ili

5 ZAKLJUČAK

U radu je analizirana primjena HTLS, odnosno ACFR provodnika, u rekonstrukciji distributivnih dalekovoda sa ciljem povećanja prenosnog kapaciteta uz minimalne zahvate na postojećoj infrastrukturi. Analiza je obuhvatila tehničke i ekonomske aspekte, kao i provjeru ispunjenosti mehaničkih i sigurnosnih uslova na konkretnom primjeru dalekovoda.

Rezultati tehničke analize pokazali su da primjena provodnika ACFR 35/6 mm² omogućava značajno povećanje prenosne moći dalekovoda u odnosu na postojeće stanje, uz očuvanje dozvoljenih sigurnosnih visina i razmaka između provodnika. Istovremeno, utvrđeno je da primjena konvencionalnog provodnika većeg presjeka (ACSR 50/8 mm²) dovodi do povećanih mehaničkih opterećenja, koja u analiziranom slučaju zahtijevaju zamjenu stubova.

Sa aspekta mehaničke stabilnosti, primjena ACFR provodnika omogućava zadržavanje postojećih stubova i izbjegavanje njihove zamjene, što predstavlja značajnu prednost u uslovima ograničenog prostora i složenih terenskih uslova.

Ekonomska analiza pokazuje da, uprkos višoj jediničnoj cijeni HTLS provodnika, ukupni troškovi rekonstrukcije mogu biti niži u odnosu na konvencionalna rješenja, prvenstveno zbog eliminacije građevinskih radova, kraćeg vremena realizacije i izbjegavanja troškova eksproprijacije vezanih za imovinsko-pravne odnose.

Na osnovu sprovedene analize može se zaključiti da primjena HTLS provodnika predstavlja tehnički opravdano i ekonomski efikasno rješenje za povećanje kapaciteta distributivnih dalekovoda, posebno u slučajevima gdje su infrastrukturni zahvati ograničeni. Ovakav pristup omogućava optimalno iskorištenje postojećih mrežnih resursa uz minimalan uticaj na okolinu.

LITERATURA

[1] Tokyo Rope International Inc., Technical Report for ACFR Conductor, Tokyo Rope International Inc., Japan, 2019.

[2] Uroš Jovanović, Ivica Bačvanski , *Tehno-ekonomska analiza primene specijalnih provodnika tipa HTLS zbog povećanja prenosne moći dalekovoda 110kV radi priključenja SE snage 50MW*, 21. međunarodni simpozijum INFOTEH-JAHORINA, 16-18 Mart 2022

[3] *Analiza mogućnosti ugradnje visokotemperaturnih vodiča DV 35 kV Dicmo – Prančević*, Dalekovod projekt, Zagreb, Listopad 2020

[4] *Elaborat za rekonstrukciju dijela 20 kV voda „Sokolac“ ćelija J04, TS 110/20/10 kV Šipovo*, ODS „Elektrokrajina“ a.d. Banja Luka, 2025. godina

[5] Službeni glasnik Republike Srpske, *Pravilnik o tehničkim normativima za izgradnju nadzemnih elektroenregetskih vodova nazivnog napona od 1 do 400 kV*, broj 7/2012

[6] Tokyo Rope International Inc., ACFR – Aluminum Conductor Fiber Reinforced (CFCC Technology) – Product Overview and Technical Data, Tokyo Rope International Inc., Japan, 2023.

Broj rada: R1-04

ISKUSTVA U ODRŽAVANJU KABELSKIH MREŽA

EXPERIENCE IN CABLE NETWORKS MAINTAINANCE

Josip Popović Hrvatska*
Zvonimir Popović, HEP ODS d.o.o., Hrvatska
Dejan Ćulibrk, HEP ODS d.o.o., Hrvatska

KRATAK SADRŽAJ

U radu su izdvojena i opisana tri primjera analize dugogodišnjeg praktičnog iskustva rada na kabelskoj distribucijskoj mreži i njenim kabelima. Kvarovi na kabelima su neizbježne pojave i posebni su radni izazovi kako na srednjenaponskim tako i na niskonaponskim kabelima. Rezerva u kabelskoj mreži ima neprocjenjivo važnu ulogu u njenom operativnom funkcioniranju koju najviše proživljavaju kupci kojima je uskraćena redovita, sigurna i kvalitetna isporuka električne energije. Obnova kabelske mreže je trajni proces zamjene dotrajalih kabela ugradnjom novih suvremenih kabela. Zamjena kabela može biti iznenadna i iznuđena pogonskim problemima ili planirana na osnovu stanja postojećih kabela kao podloga dugoročnog procesa ulaganja.

Ključne riječi: održavanje kabelske mreže, kvarovi na kabelima, rezerva u kabelskoj mreži, obnova kabelske mreže

ABSTRACT

The paper highlights and describes three examples of analysis of many years of practical experience working on a cable distribution network and its cables. Cable failures are inevitable phenomena and are special work challenges for both medium-voltage and low-voltage cables. The reserve in the cable network plays an invaluable role in its operational functioning, which is most experienced by customers who are deprived of regular, safe and high-quality electricity supply. Renewal of a cable network is a permanent process of replacing worn-out cables with new, modern cables. Cable replacement can be sudden and forced by operational problems or planned based on the condition of existing cables as a basis for a long-term investment process.

Key words: cable network maintenance, cable faults, cable network backup, cable network reconstruction

1. UVOD

Ugradnja podzemnih kabela ima dugačku tradiciju u gradskoj distribucijskoj mreži kao i neodvojivi poslovi njenog održavanja, redovitog ili interventnog, radi otklanjanja neizbježnih kvarova i uočenih nedostataka za ažuriranje podataka u pogonsko tehničkoj dokumentaciji. Svi prikazani rezultati su analize dnevničkog rukopisa vođenog za svaku od 293 intervencija pri pojavi kvara za kojeg se moralo istraživati točno mjesto kvara. Uzroci kvarova su različiti i njihovo otklanjanje je specifično i ovisi o uvjetima na terenu. Jako je važno postoji li pogonska rezerva za takve posve neizbježne pogonske događaje. Razvoj, proširenje i obnova kabelske mreže trajan je proces u kojem zamjena dotrajalih kabela ima važnu ulogu u planiranju i pogotovo u realizaciji zbog svih nepredvidivih i neizbježnih okolnosti koje se pojavljuju.

2. KABELSKA DISTRIBUCIJSKA MREŽA

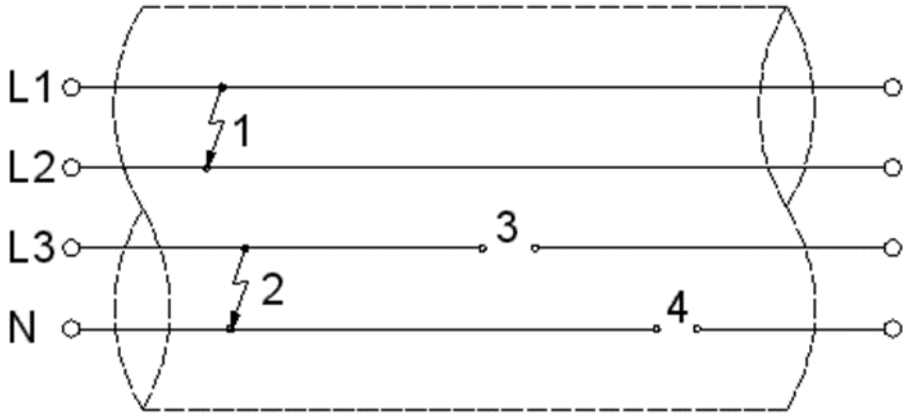
Niskonaponska kabelska mreža predstavlja jedan objekt iz ishodišne transformatorske stanice i može biti izgrađena iz niza kabelskih dionica i priključaka. U pravilu se uzima da je jedna dionica jedan neprekinuti kabel između svojih kabelskih završetaka, a svi galvanski povezani čine kabelsku mrežu. Ishodišna točka im je uglavnom u

* Josip.popovic.bj@gmail.com, zvonimir.popovic@hep.hr, dejan.culibrk@hep.hr

transformatorskoj stanici ili u razdjeljnom ormaru. Zaštita od struja kratkog spoja izvedena je niskonaponskim osiguračima. Sastavni dio niskonaponskih mreža su priključci. Veliki raspon odabira presjeka vodiča niskonaponskih kabela omogućava veliku fleksibilnost kod odabira koncepcije niskonaponske mreže i njenog načina izgradnje. Srednjenaponska kabelska mreža izgrađena je iz više vrsta 10 ili 20 kV kabela. Osnovna podjela kabela je na jednožilne tipizirane plastične i trožilne uljne različitih presjeka vodiča. Za sve kabelske mreže potrebno je imati kvalitetnu i ažuriranu pogonsko tehničku dokumentaciju. Neophodno je imati jednoznačno označene transformatorske stanice, ormariće, strujne krugove, podatke o uklopnom stanju i geodetske snimke trasa svih kabela. Ažuriranje svake promjene stanja u kabelskoj mreži sastavni je dio održavanja. O svakom pregledu ili intervenciji vodi se pismeni izvještaj.

3. KVAROVI NA KABELIMA

Najvažniji pogonski problemi u eksploataciji i održavanju podzemne kabelske distribucijske mreže su kvarovi na kabelima i njihova sanacija, što znači minimalno trajanje beznaponskog stanja, popravak kvara i uspostava normalnog pogonskog stanja.



Slika 1 - Vrste kvarova na kabelima

Kvarovi u podzemnim kabelima niskonaponskih mreža uzrokuju djelomični ili potpuni prekid napajanja kupaca električnom energijom. To može biti kvar jedne faze, kvar dvije faze ili kvar sve tri faze i prekidi vodiča i odnositi se na jednog kupca, dva kupca i sve kupce kao na slici 1. Svakom pojedinačnom kvaru uglavnom je subjektivno pridružen procijenjeni uzrok kvara nakon njegova lociranja i popravka. U tablici I prikazani su uzroci kvarova i njihov udjel u ukupnom broju. Prema uzrocima kvarova najviše ih je posljedica građevinskih radova u blizini kabela odnosno mehanički uzrokovani kvarovi koji se saniraju ugradnjom kabelske spojnice, ponekad i dvije uz ubacivanje dijela kabela. Jedan dio kvarova vezan je i uz nekvalitetnu montažu kabelskih spojnica, ali i uz prelaganje kabela i njegovo nastavljanje drugom vrstom kabela gdje je spoj različitih vrsta materijala potencijalni uzrok kvara na kabelu. Kabelske spojnice su u pravilu mjesta gdje je kabel oslabljen i značajan su uzrok kvarova na kabelima pogotovo na uljnjim srednjenaponskim kabelima. Naime montaže olovnih spojnica na uljnim kabelima specifičan su posao koji je montažerski vrlo zahtjevan. Najviše kvarova na kabelskim spojnicama bilo je na mjestu spoja spojnice i kabela gdje je puknuće lemljenog spoja izazvalo curenje ulja neophodnog za izolaciju. Gotovo isto objašnjenje može se primijeniti i na kvarove na kabelskim završetcima.

Tablica I - Uzroci kvarova

Uzrok	**VN**	**%**	**NN**	**%**
Mehanički	49	43	137	76,5
Spojnice	49	43	12	6,7
Završetci	3	2,63	6	3,4
Proboj	10	8,76	15	8,4
Montaža	2	1,74	9	5
Nepoznato	1	0,87	0	0
Ukupno	**114**	**100**	**179**	**100**

Proboj kabela povezan je s njegovim vijekom eksploatacije u kojem je bio u različitim pogonskim režimima rada pogotovo kad su izloženi prenaponu uslijed dozemnih spojeva u izoliranoj srednjenaponskoj mreži, a kvarovi uslijed pogrešne montaže su posljedica neiskustva u primjeni novih materijala, pogotovo pojavom poluvodljivih

samovulkanizirajućih traka i poluvodljivih toploskupljajućih ili hladnoskupljajućih cijevi. Proboji niskonaponskih kabela se pojavljuju i na starim uljnim kabelima nedovoljnog presjeka bakrenog vodiča i strujno preopterećenim. Popravljeni stari uljni niskonaponski kabeli su zbog različitih materijala kabela i kabelske spojnice kratkog životnog vijeka i kvarovi na tim mjestima najčešće se ponavljaju. Niskonaponski plastični kabeli, s aluminijskim vodičima, kojima je pri radovima oko njih oštećena izolacija i ne probijaju odmah, kvar se manifestira kao prekid vodiča jer vodič na tom mjestu nestane i pretvori se u neku vrstu praha. Popravci se obavljaju kabelskim spojnicama, ubacivanjem dijelova kabela i montažom dvije kabelske spojnice, pa i zamjenom cijelog kabela.

Tablica II - Kvarovi niskonaponskih kabela

Ukupan broj kvarova na kabelima u godini dana	**Godine nastanka kvarova**	**Uzrok: Kratki spoj**	**Uzrok: Prekid vodiča**	**Ukupno kvarova**
2	1983, 1986, 2001	5	1	6
3	1989	3	0	3
4	1988, 1993, 2003	10	2	12
5	1984, 1994, 1999	12	3	15
6	1992, 1997, 1998	17	1	18
7	1985, 1991, 2000, 2006, 2010	20	15	35
8	2002, 2005, 2009	11	13	24
9	1987, 1995, 1994, 2007	26	10	36
10	1990, 1996, 2008	20	10	30
Ukupno	**-**	**124**	**55**	**179**

Prva kolona u tabelama II i III označava broj kvarova odnosno intervencija u jednoj godini, dok su u drugoj koloni navedene godine u kojima se taj broj kvarova dogodio. Kod niskonaponskih kabela prikazanim u tablici II proboj je vezan uglavnom za stare uljne kabeli najčešće premalog presjeka vodiča za nove potrebe kupaca i nove kabele neoprezno oštećene. Broj kvarova i njihova pojava prikazana je prema godinama pojave. Prevladavajući utjecaj je kratkih spojeva. Kvarovi srednjenaponskih kabela prikazani su u tablici III. Dio kvarova vezan je za nekvalitetnu montažu kabelskih spojnica i kabelskih završetaka najčešće uzrokovanih nepoznavanjem tehnologije montaže i primjene novih vrsta materija. Pogotovo se to odnosi na prelazne kabelske spojnice s trožilnog uljnog kabela na jednožilni plastični kabel kada se dovoljna pažnja ne posveti poluvodljivom sloju ekraniziranog kabela.

Tablica III - Kvarovi srednjenaponskih kabela

Ukupan broj kvarova na kabelima u godini dana	**Godine nastanka kvarova**	**Uzrok: Kratki spoj**	**Uzrok: Prekid vodiča**	**Ukupno kvarova**
1	1988	0	1	1
2	1982, 1984, 1987, 1993, 1996, 2006	3	9	12
3	1983, 1989, 1991, 1995, 2000, 2010	1	17	18
4	1985, 1994, 1999, 2003	3	13	16
5	1986, 1990, 2004, 2008, 2009	2	23	25
6	1992, 2001, 2007	4	14	18
7	1998, 2005	1	13	14
10	2002	4	6	10
Ukupno	**-**	**18**	**96**	**114**

Samo je jedan kvar na kabelu bio nepoznat što se vidi u tablici I. Na 35 kV jednožilnom kabelu bio je kvar prema zemlji. Naponskim ispitivanjem našla se žila u kvaru i imala je najviše 5 kV napona. Kod istraživanja kvarova na kabelu nužno je bilo prelazni otpor na mjestu kvara svesti na male vrijednosti radi makrolokacije kvara. Kako napon nije padao neko vrijeme naponskog ispitivanja ono je prekinuto i nastavljeno nakon nekoliko sati. Kod ponovljenog naponskog ispitivanja ispitni napon se povisio, da bi se nakon nekoliko sati povisio do vrijednosti ispitnog napona i tako ostao. Kabel je uključen i nije pokazivao nikakve simptome kvara. Zaista neobičan događaj!

4. POPRAVAK KVAROVA

Lociranje i točno određivanje mjesta kvara na kabelu je izazovan i zanimljiv posao koji zahtjeva poznavanje stanja kabela i elektroenergetske mreže, upotrebu posebne opreme za lociranje. Određivanje točnog mjesta kvara na kabelu može biti brzo, ali se može produžiti i na nekoliko dana. Iskustvo operativnog osoblja za istraživanje kvarova na kabelima ponekad se pokazuje kao neprocjenjivo u postupku određivanja točnog mjesta kvara. U tablici IV prikazano je ponavljanje kvarova na srednjenaponskim kabelima. Od ukupno 156 kabela kvar je bio na njih 58, s tim da je ukupni broj kvarova bio 114 što znači da su neki kabeli bili više puta u kvaru.

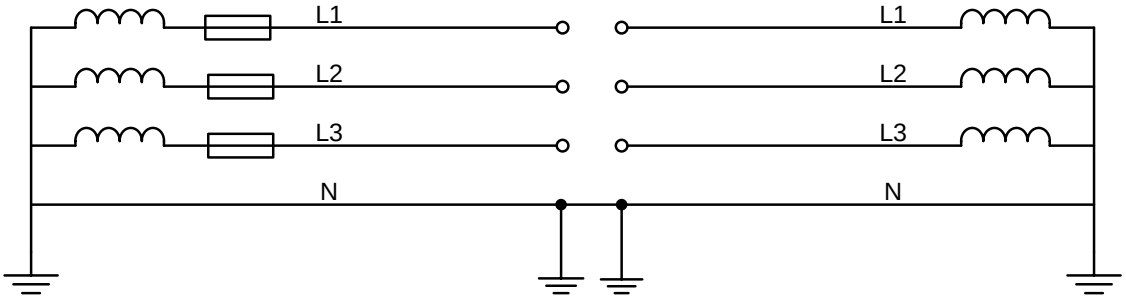
Tablica IV - Kvarovi na istom srednjenaponskom kabelu

Broj kvarova	Broj kabela	Ukupno kvarova	Udjel
1	30	30	26,3
2	13	26	22,8
3	9	27	23,7
4	3	12	10,5
5	1	5	4,4
6	1	6	5,2
8	1	8	7
Ukupno	**58**	**114**	**100**

Popravci kabela vezani su uz ugradnju kabelskih spojnica. Uljni srednjenaponski kabeli su popravljani ugradnjom olovnih kabelskih spojnica koje su postajale posebno kritično mjesto za nove kvarove. Pojavom takozvanih prelaznih spojnica trožilni uljni kabeli spajani su s jednožilnim plastičnim kabelima, ali je usvajanje nove tehnologije u početku imalo svoje dječje bolesti pa se zbog nenamjernih montažerskih pogrešaka broj kvarova zbog njih i povećao.

5. TRETIRANJE REZERVE

Kroz duži vremenski period važni operativni zahtjev za rezervu u srednjenaponskoj kabelskoj mreži je ispunjen, jer su gotovo sve transformatorske stanice priključene sistemom ulaz-izlaz ili više kabelskih izlaza, koji omogućavaju sigurnu rezervu, pa je kupcima omogućena sigurna, redovita i kvalitetna opskrba električnom energijom neovisno o pogonskim događajima srednjenaponskoj mreži. Kupcima u objektima koji su radijalno priključeni na srednjenaponsku mrežu, svaki prekid, naročito zbog kvara na kabelu, onemogućeno je korištenje električne energije čak i nekoliko dana. I dok su neki dislocirani proizvodni objekti, poput pilana i mlinova, imali samo materijalnu štetu, kućanstva su kroz taj period bila ozbiljno ugrožena. Za niskonaponske kabelske mreže može se reći da uglavnom nemaju rezerve što znači da se nakon lociranja dionice u kvaru ne može ostatak niskonaponske mreže jednostavno prespojiti ili čak prekopčiti na susjednu niskonaponsku mrežu ili susjedne strujne krugove.



Slika 2 - Susjedne niskonaponske mreže

Najpovoljnija je situacija kad ipak postoji rezerva i kad se prespajanjem na drugu niskonaponsku kabelsku mrežu kupcima osigurava brzo uspostavljanje normalnog pogonskog stanja uz to mora se spomenuti da je bilo, gotovo stidljivih, pokušaja spajanja niskonaponskih mreža u petlju s dvostranim napajanjem kao na slici 2. Niskonaponska razdjelna distribucijska mreža pogonski je radijalna i u većini slučajeva nema pogonske rezerve, a otklanjanje kvara traje duže vrijeme, što znači dan, dva ili više dana, što kupci ne mogu strpljivo čekati i mora im se za to vrijeme osigurati mogućnost korištenja električne energije. Fleksibilnost niskonaponske mreže i brojne

mogućnosti prespajanja kabela omogućuje izbor najpovoljnije varijante da se kupcima osigura bar djelomično korištenje električnih uređaja.

Prema stanju na terenu, od slučaja do slučaja, a svaki je drugačiji od ostalih, može se reći samo ponekad slični, pristupa se poslovima koji privremeno kupcima osiguravaju korištenje električne energije. Uvjet je da je u kabelu koji je u kvaru bar jedna faza ispravna. Prespajanjem u ormariću osigurava se da jedna ili dvije faze tada budu istovjetne, što kupci ne osjećaju i mogu se ponašati kao da imaju potpuno normalnu opskrbu, osim onih koji ne mogu koristiti svoja trofazna trošila. Kod kabelskih niskonaponskih radijalnih, često dugačkih, priključaka izdvojenih gospodarskih, proizvodnih, većih stambenih objekata, kao i farmi, piličarnika, staklenika, pa i objekata vezanih uz distribuciju vode, plina i nafte, te u posljednje vrijeme pojava niza domova za stare i nemoćne osobe svaki prekid u isporuci električne energije, narodski rečeno nestanak struje, im stvara manje ili veće, a u pravilu *zapravo goleme probleme, potreba za rezervom je gotovo nasušna i stvar je operative da ju ostvari.* U takvim situacijama problem osiguranja potrebne električne energije za neko, koliko toliko, normalno funkcioniranje radi se od slučaja do slučaja, korištenja električnog agregata odnosno malog generatora za proizvodnju električne energije, a nekim se slučajevima čak se gradi novi privremeni provizorni nadzemni priključak.

6. PRISTUP OBNOVI

Radi lakšeg planiranja izgradnje i rekonstrukcije srednjenaponske kabelske mreže, prema zatečenom stanju i višegodišnjem iskustvom, postavljeno je pet kriterija prema kojima bi se lakše i planski utvrđivalo prioritetne zahvate na kabelima, posebno zamjene kabela. Kriteriji nisu obavezujući, ali su omogućavaju jasniji uvid kod odabira tehničkih rješenja za rekonstrukciju i izgradnju kabelske mreže, a su svrstani u pet nivoa. To su:

A. Kabeli koje treba dovršiti
B. Kabeli koji zatvaraju petlje radi rezerve
C. Kabeli za zamjenu gradskog nadzemnog dalekovoda
D. Kabeli izgrađeni iz više različitih tipova kabela
E. Ostali trožilni kabeli
    - E.1. Kabeli koji imaju premale presjeke vodiča
    - E.2. Kabeli koji su bili više puta u kvaru ili su na njima sagrađeni objekti
    - E.3. Svi ostali trožilni kabeli

Kriterij A ima najviši prioritet jer su u tu grupu kabela svrstani nedovršeni kabeli koji nisu pogonski spremni. Spletom okolnosti događaju se prilike da se u sklopu rekonstrukcije ulica i infrastrukture u njima mogu položiti i kabeli koje zbog stanja na terenu nije moguće odmah i potpuno dovršiti. Kriterij B ima visoki prioritet i u tu grupu kabela predloženi su novi kabeli koji omogućavaju spajanje radijalno priključenih transformatorskih stanica u petlju i osiguravaju njihovo dvostrano napajanje. Kriterij C uključuje kabele koje je potrebno izgraditi radi zamjene nadzemnih dalekovoda koji predstavljaju opasnost ili otežavaju razvoj i širenje prigradskih područja. Kriterij D određen je za kabele koji su pogonski ispravni, ali su izgrađeni iz bar dva tipa kabela i s različitim izolacijama. To su trožilni 10 kV kabeli, najčešće uljni papirom izolirani, na koje su prijelaznim spojnicama spojeni jednožilni 20 kV kabeli izolirani plastikom. Spojna mjesta na tim kabelima su i njihova najosjetljivija mjesta i potencijalna su mjesta kvarova. Zato su svi ovako izvedeni kabeli svrstani u posebnu grupu prioriteta za cjelovitu zamjenu koja nema posebnu hitnost i izvodi se prema ostvarivim mogućnostima. Kriterij E ima najniži nivo prioriteta. U ovu grupu trožilnih kabela svrstani su svi ostali trožilni srednjenaponski kabeli koji funkcioniraju bez problema u pogonu, ali zbog tendencije zamjene i obnove srednjenaponske gradske kabelske mreže razvrstani u tri podgrupe radi lakšeg pristupa odabiru tehničkih rješenja rekonstrukcije kabelske mreže.

7. ZAKLJUČAK

Opis nekih pojava u eksploataciji kabela i dugogodišnjeg iskustva u održavanju kabelskih mreža može pomoći u lakšem rješavanju pogonskih problema, posebno kvarova koji neizbježna su pojava u kabelskoj mreži čiji uzroci su električarski ili neelektričarski. Iskustva stečena dugogodišnjim radom na kabelskoj mreži najlakše se prenose usmeno pri čemu se to odvija uglavnom u manjem krugu zainteresiranih sudionika i u relativno skraćenom obliku. Radi očuvanja nekih događaja koji mogu biti izbrisani iz pamćenja bolje ih je opisati, makar i u skraćenom obliku, s jasnim naputkom o čemu se radi, da si zainteresirani mogu lakše složiti sliku unutar vlastitog problema u dijelu koji izgleda poput praznine. Učiti na tuđim uspjesima je možda i najbrže učenje!

LITERATURA

[1] J. Popović: "Podloga za obnovu srednjenaponske kabelske mreže Bjelovara", 5. simpozij o elektrodistribucijskoj djelatnosti, HO CIGRE, Zadar, 25.-28. travnja 2004

[2] J. Popović, Z. Popović: "Obnova srednjenaponske kabelske mreže" HO CIRED i HRO CIGRE, Šibenik, 18.-21. svibnja 2008.

[3] J. Popović, Z. Popović, I. Nikolić, D. Ćulibrk, J. Gajger, A. Bilek, B. Đurović: "Obnova elektroenergetske mreže u sklopu rekonstrukcije gradskih prometnica", 2. savjetovanje HO CIRED, Umag, 16.-19. svibnja 2010.

[4] J. Popović, "Usklađivanje suprotstavljenih zahtjeva u raspletu dijela 10 kV mreže grada Bjelovara", CIGRE, Peti simpozij o elektrodistribucijskoj djelatnosti, Zadar, 25.-28. travnja 2004.

[5] J. Popović: "Istraživanje kvara na kabelu u nepovoljnim uvjetima", 6. savjetovanje HK CIGRE, Cavtat, 09.-13. studenoga 2003.

[6] J. Antić, M. Antić: "Iskopi glavni uzrok šteta na kabelima i drugim podzemnim vodovima", 9. savjetovanje HRO CIGRE, Cavtat, 2009.

[7] J. Popović: "Iskustva u dvostrano napajanoj niskonaponskoj mreži", HRO CIGRE i HO CIRED, Cavtat, 4.-8. studenog 2007.

[8] J. Popović, Z. Popović, D. Ćulibrk I. Nikolić, J. Gajger, A. Bilek, B. Đurović: D:“Uzroci, popratne pojave i otklanjanje kvarova na kabelima“, 10. savjetovanje HRO CIGRE, Cavtat, 6,-10. studenoga 2011.

Broj rada: R1-05

UPRAVLJANJE RIZIKOM 35/X KV DISTRIBUTIVNIH TRANSFORMATORA PRIMENOM GASNE HROMATOGRAFIJE

RISK MANAGEMENT OF 35/X KV DISTRIBUTION TRANSFORMERS USING GAS CHROMATOGRAPHY

Branka ĐURIĆ, Elektrotehnički institut Nikola Tesla Akcionarsko Društvo Beograd, Srbija*
Dragan TESLIĆ, Elektrotehnički institut Nikola Tesla Akcionarsko Društvo Beograd, Srbija
Vesna RADIN, Elektrotehnički institut Nikola Tesla Akcionarsko Društvo Beograd, Srbija
Nebojša DOMANOVIĆ, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Distributivni transformatori naponskog nivoa 35/x kV u praksi se često smatraju manje kritičnim u poređenju sa visokonaponskim jedinicama, zbog čega se ređe uključuju u programe sistematskog praćenja stanja. Međutim, iskustva elektrodistributivnih sistema pokazuju da upravo stariji distributivni transformatori, sa radnim vekom dužim od 30 godina, predstavljaju povećan rizik od iznenadnih kvarova, usled kumulativnog starenja uljno-papirne izolacije i lokalnih električnih naprezanja. Za razliku od transformatora viših naponskih nivoa, jedinice naponskog nivoa 35/x kV su najčešće opremljene Buholc relejem kao osnovnom zaštitom od unutrašnjih kvarova, dok sistematska dijagnostika izolacionog sistema putem periodičnih električnih merenja često izostaje ili ne obezbeđuje pravovremenu informaciju o početnoj fazi degradacije. Standardna električna ispitivanja u najvećem broju slučajeva imaju ograničenu dijagnostičku vrednost u ranoj fazi razvoja kvara i uglavnom služe za potvrdu već formiranih defekata. Takođe, Buholc zaštita, naročito kod starijih jedinica sa besteretnim regulatorima napona, reaguje tek u fazi intenzivnog kvara, kada su mogućnosti preventivne intervencije značajno ograničene. U radu su analizirani primeri kvarova energetskih transformatora naponskog nivoa 35/10 kV u distributivnoj mreži, kod kojih je došlo do proboja izolacionog sistema usled električnih kvarova visokog energetskog nivoa (kvar tipa D2), praćenih pojavom acetilena, bez prethodno registrovanih termičkih opterećenja. U razmatranim slučajevima kvar je doveo do trenutnog ispada transformatora i delovanja zaštitnih uređaja, što je imalo direktne posledice na pouzdanost napajanja i pogonsku sigurnost mreže. Primenom standardnih dijagnostičkih metoda, pre svega analize rastvorenih gasova u ulju (GH), na distributivnim transformatorima srednjeg naponskog nivoa moguće je blagovremeno uočiti smanjenje pouzdanosti izolacionog sistema, čime se stvara osnova za efikasnije upravljanje rizikom. Uvođenje periodičnih GH ispitivanja i praćenje trendova sadržaja gasova, naročito kod starijih transformatora, omogućava prelazak sa korektivnog na preventivno održavanje, smanjenje broja neplaniranih ispada i racionalnije upravljanje starijom opremom u distributivnim mrežama.

Ključne reči: Distributivni transformatori 35/x kV; gasna hromatografija; električni kvarovi izolacije; preventivno održavanje, starenje transformatora

ABSTRACT

35/x kV distribution transformers are often considered less critical in practice compared to high-voltage units and are therefore less frequently included in systematic condition monitoring programs. However, operational experience in power distribution systems indicates that older distribution transformers, with an operational life exceeding 30 years, present an increased risk of sudden failures due to cumulative aging of the oil–paper insulation and local electrical stresses. Unlike transformers at higher voltage levels, 35/x kV units are most commonly equipped with Buchholz relays as the primary protection against internal faults, while systematic diagnostics of the insulation system based on periodic electrical measurements are often absent or fail to provide timely information on the early stages of degradation. In most cases, standard electrical tests have limited diagnostic value during the early phases of fault development and primarily serve to confirm already developed

* Branka Đurić branka.djuric@ieent.org; Dragan Teslić dragan.teslic@ieent.org; Vesna Radin vesna.radin@ieent.org; Nebojša Domanović nebojsa.domanovic@es.rs

defects. Furthermore, Buchholz protection, particularly in older units with off-load tap changers, typically responds only at an advanced stage of failure, when the possibilities for preventive intervention are significantly limited. This paper analyzes cases of 35/10 kV power transformer failures in the distribution network in which insulation system breakdown occurred as a result of high-energy electrical faults (fault type D2), accompanied by the presence of acetylene and without previously recorded thermal loading. In all analyzed cases, the failure resulted in an immediate transformer outage and activation of protective devices, with direct consequences for supply reliability and operational security of the network. The application of standard diagnostic methods, primarily dissolved gas analysis (DGA), to medium-voltage distribution transformers enables timely detection of reduced insulation system reliability, providing a basis for effective risk management. The introduction of periodic DGA testing and gas trend monitoring for distribution transformers, especially older units, facilitates a transition from corrective to preventive maintenance, reduces the number of unplanned outages, and supports more rational management of aging equipment in distribution networks.

Keywords: 35/x kV distribution transformers, DGA, electrical insulation failures, risk management, preventive maintenance

1 UVOD

U savremenim elektrodistributivnim sistemima pouzdanost napajanja krajnjih korisnika u velikoj meri zavisi od stanja i raspoloživosti transformatora srednjeg naponskog nivoa. Iako se distributivni transformatori naponskog nivoa 35/x kV u praksi često smatraju kao manje kritični u odnosu na visokonaponske jedinice, njihova uloga je od suštinskog značaja, jer predstavljaju ključnu vezu između prenosnog i distributivnog nivoa. Svaki njihov ispad neposredno utiče na kontinuitet napajanja većeg broja potrošača, kao i na pogonsku sigurnost sistema u celini.

Poseban izazov predstavljaju starije jedinice, sa radnim vekom dužim od 30 godina, koje su i dalje u eksploataciji u značajnom broju elektrodistributivnih sistema. Dugogodišnji rad u uslovima promenljivih opterećenja dovodi do kumulativnog starenja uljno-papirne izolacije, smanjenja mehaničke i dielektrične čvrstoće, kao i povećane osetljivosti na lokalna električna naprezanja. Uprkos tome, ove jedinice se ređe uključuju u programe sistematskog praćenja stanja u poređenju sa transformatorima viših naponskih nivoa. Dodatni problem predstavljaju tehničke preporuke i interni pravilnici koji definišu obim i učestanost radova na održavanju elektroenergetskih objekata, a koji su zastareli i ne prate savremene dijagnostičke pristupe. Ovo se posebno odnosi na jedinice nižeg naponskog nivoa i manje snage (<4 MVA), za koje nisu predviđena ni osnovna ispitivanja ulja [1], uključujući i analizu rastvorenih gasova. Izostanak ovih ispitivanja onemogućava pravovremeno prepoznavanje rane faze degradacije i razvoja električnih i termičkih kvarova, čime se održavanje svodi na korektivne intervencije nakon nastanka ozbiljnog oštećenja.

Sa druge strane, distributivni transformatori 35/x kV su najčešće opremljeni samo osnovnom zaštitnom opremom – Buholc relejem – namenjenim detekciji unutrašnjih kvarova praćenih razvojem gasova, za razliku od visokonaponskih energetskih transformatora. Iako predstavlja pouzdanu i jednostavnu zaštitu, njegova uloga je pre svega reaktivna, jer signalizira već razvijen kvar u unutrašnjosti transformatora. Nasuprot tome, visokonaponski energetski transformatori, pored Buholc zaštite, po pravilu raspolažu i čitavim nizom dodatnih zaštitnih funkcija (diferencijalna zaštita transformatora, zaštita od preopterećenja, zaštitu od prenapona i prenaponske odvodnike i dr.). Takav višeslojni koncept zaštite i nadzora omogućava ranu identifikaciju poremećaja, selektivno isključenje u slučaju kvara i preciznije planiranje održavanja. Odsustvo sličnog nivoa zaštitno-dijagnostičke opremljenosti kod transformatora 35/x kV dovodi do situacije u kojoj se njihova pouzdanost procenjuje pretežno na osnovu ograničenog broja parametara i reakcije osnovne zaštite, bez dubljeg uvida u stanje izolacionog sistema. Električna ispitivanja, kada se sprovode, uglavnom služe kao potvrda već formiranih defekata i u najvećem broju slučajeva imaju ograničenu dijagnostičku vrednost.

Primena periodične analize rastvorenih gasova (GH/DGA - *Dissolved Gas Analysis*) kod distributivnih transformatora naponskog nivoa 35/x kV predstavljala bi ključni element za blagovremeno uočavanje smanjenja pouzdanosti izolacionog sistema i prelazak sa korektivnog na preventivno održavanje. Iako se električni kvarovi visokog energetskog nivoa (tip D2) često manifestuju naglo, dovodeći do trenutnog ispada transformatora, relevantni tehnički standard [2] ukazuje na to da najčešći konačni kvarovi zapravo predstavljaju proboj papirne izolacije koji sledi nakon dugotrajne aktivnosti parcijalnih pražnjenja ili termičkih preopterećenja. Redovna kontrola sadržaja gasova u ulju omogućila bi identifikaciju specifičnih gasova kvara, poput acetilena, pre nego što nastupi katastrofalno oštećenje. Ovakav dijagnostički pristup omogućava pravovremeno prepoznavanje početne faze degradacije i lokalnih električnih naprezanja u fazi kada su koncentracije još uvek ispod praga delovanja zaštite.

2 PRIMERI IZ PRAKSE

U ovom poglavlju dati su reprezentativni primeri iz prakse koji ilustruju prethodno razmatrane mehanizme degradacije i potvrđuju značaj periodične DGA u pravovremenom otkrivanju razvoja kvara.

2.1. Primer 1

Istorijat pogonskih događaja ukazuje da je transformator naponskog nivoa 35/10 kV, snage 2,5 MVA, koji je proizveden 2011. godine, u relativno kratkom vremenskom periodu od 4 godine bio izložen velikom broju pogonskih naprezanja (Tabela 1), pre svega učestalim atmosferskim pražnjenjima i kvarovima elemenata, što je dovelo do progresivne degradacije i slabljenja izolacionog sistema.

Tabela 1 – Pregled pogonskih događaja i ispada u TS 35/10 kV (2022–2026)

Kategorija događaja	Broj pojava	Opis i uticaj na transformator
Atmosferska pražnjenja / Nevreme	4	Izloženost strmim naponskim talasima i atmosferskim prenaponima
Kvarovi elemenata u mreži	5	Učestala strujna naprezanja usled kvarova na povezanim vodovima i opremi
Delovanje zaštitne opreme	2	Isključenja transformatora uzrokovana unutrašnjim ili eksternim električnim poremećajima
Viša sila / Ostalo	2	Nepredviđeni događaji u distributivnoj mreži

U periodu od 2022. do početka 2025. godine, transformator je pretrpeo više od 10 neplaniranih pogonskih događaja. Uprkos ovim stresovima, koji direktno utiču na degradaciju uljno-papirne izolacije, prva naredna GH analiza urađena je tek u junu 2025. godine (Tabela 2).

Tabela 2 - Istorijat rezultata analize sadržaja gasova rastvorenih u ulju transformatora 35/10 kV, snage 2,5 MVA

Datum uzorkovanja	Pojedinačne koncentracije gasova, ppm					Ocena
	H_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	
23.11.2013.	1	3	0	19	8	A
12.07.2017.	54	1	0	9	2	A
06.06.2025. (nakon puštanja u pogon)	9	2	1	6	1	A
20.01.2026.	38	13	19	43	5	C (D2)
13.03.2026.	41	15	26	49	6	C (D2)

Iako je hromatografska analiza od 06.06.2025. godine bila formalno zadovoljavajuća (ocena A), sa niskim apsolutnim koncentracijama gasova, ona nije pokazivala stvarno stanje jer je uzorkovanje ulje izvršeno neposredno nakon puštanja transformatora u pogon tj. nakon perioda mirovanja. Tokom perioda mirovanja transformatora, temperatura ulja je niža što dovodi do smanjenja rastvorljivosti gasova u ulju a samim tim i do sponatane desorpcije gasova. Koncentracije gasova u ulju se smanjuju i pouzdanost dijagnostike je niska, pa se prva GH analiza gasova u ulju preporučuje najmanje 7-10 dana nakon puštanja u pogon (optimalno oko mesec dana normalnog pogona) [2, 3, 4].

Dana 10.01.2026. godine došlo je do ispada transformatora usled prorade Buholc releja. Nakon događaja izvršeno je ozračivanje releja, ali bez uzorkovanja izdvojenog gasa [3]. Transformator je ponovo pušten u rad istog dana, svega 87 minuta nakon ispada, bez sprovođenja dodatnih laboratorijskih ispitivanja i bez prethodnog uzorkovanja ulja za gasnohromatografsku analizu, čime je izostala mogućnost neposredne dijagnostičke interpretacije karaktera i intenziteta unutrašnjeg poremećaja. Prva analiza rastvorenih gasova izvršena je deset dana kasnije (20.01.2026.) i pokazala je prisustvo acetilena (C_2H_2 = 19 ppm), što ukazuje na postojanje električnog pražnjenja visokog energetskog nivoa (tip D2) i potvrđuje da je transformator vraćen u pogon u uslovima aktivnog unutrašnjeg kvara. Data je preporuka za hitnim električnim ispitivanjima.

Rezultati električnih ispitivanja pokazali su povišene vrednosti faktora dielektričnih gubitaka (tgδ) u svim mernim spojevima, znatno iznad preporučenih vrednosti za ovaj naponski nivo izolacije (Tabela 3).

Tabela 3 - Merenje faktora dielektričnih gubitaka - tgδ i kapaciteta izolacionog sistema namotaja transformatora

Merni spoj	Faktor diel. gubitaka i kapacitet		
	tgδ (%)	C (nF)	U_{isp} (kV)
VN:NN (M)	11,52	4,329	10
VN:M (NN)	16,25	1,436	10
NN:M (VN)	4,16	4,950	5

Značajno uvećane vrednosti faktora dielektričnih gubitaka (tgδ) u svim mernim spojevima ukazuju na izraženu degradaciju uljno-papirne izolacije namotaja transformatora. Posebno visoke vrednosti u spojevima VN:NN (M) i VN:M (NN) upućuju na pogoršanje dielektričnih svojstava izolacionog sistema, koje može biti posledica lokalnih oštećenja izolacije izazvanih električnim naprezanjima. Ovakvi rezultati su u saglasnosti sa nalazima analize sadržaja gasova. Kombinovana interpretacija GH rezultata i električnih merenja ukazuje da je došlo do ozbiljnog narušavanja izolacionog sistema, verovatno usled unutrašnjih električnih pražnjenja koja su dovela do daljeg pogoršanja dielektričnih karakteristika izolacije [2, 5, 6].

Činjenica da je transformator, usled nepostojanja rezervne jedinice, vraćen u pogon uprkos indikaciji unutrašnjeg poremećaja, dodatno naglašava značaj sistematskog i intenzivnijeg dijagnostičkog nadzora transformatora sa pogonskom istorijom. U takvim slučajevima, jedinice kod kojih su već registrovani poremećaji ili nestandardni pogonski događaji zahtevaju učestalija i ciljano usmerena ispitivanja, kako bi se rane faze degradacije pravovremeno identifikovale i pratile, a operativni rizik sveo na prihvatljiv nivo. U ovakvim slučajevima, gasna hromatografija se nameće kao analiza koja obezbeđuje brzu reakciju i minimalno vreme potrebno za otkrivanje vrste kvara i intervenciju na transformatoru.

Poslednja analiza sadržaja rastvorenih gasova (13.03.2026.) pokazala je dalje pogoršanje stanja transformatora. Trend rasta gasova između januara i marta 2026. godine potvrđuje prethodno postavljenu dijagnostiku da je kvar aktivan i progresivan, te da zahteva hitnu intervenciju i razmatranje isključenja transformatora iz pogona kako bi se izbegao havarijski ispad. Transformator je i dalje u pogonu.

Primer 2

Analiza pogonskog veka transformatora naponskog nivoa 35/10 kV, snage 4 MVA, koji je u pogonu oko 50 godina, pruža uvid u značaj dugoročnog praćenja stanja izolacionog sistema primenom analize rastvorenih gasova u ulju. Posmatrani primer ukazuje na degradaciju izolacije pod uticajem spoljašnjih mrežnih naprezanja.

Hromatografski istorijat transformatora (Tabela 4) pokazuje dug period stabilnog rada. U periodu od 1997. do 2009. godine sve analize bile su u granicama normalnih vrednosti (ocena A), sa zanemarljivim koncentracijama gasova kvara, pa i acetilena (C_2H_2). Prva indikacija potencijalne degradacije registrovana je 2009. godine, kada je detektovano 54 ppm acetilena uz povišenu koncentraciju vodonika (H2) i etilena (C_2H_4). Ovakav nalaz je ukazivao na mogućnost pojave unutrašnjih pražnjenja. Nakon sprovedenih korektivnih mera, rezultati analiza iz 2010. i 2014. godine ponovo su pokazali stabilno stanje transformatora (ocena A).

Tabela 4 - Istorijat rezultata analize sadržaja gasova rastvorenih u ulju transformatora 35/10 kV, snage 4 MVA

Datum uzorkovanja	Pojedinačne koncentracije gasova, ppm					Ocena
	H_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	
04.01.1997.	7	2	0	13	0	A
08.01.1999.	0	1	0	10	0	A
11.11.2003.	6	0	0	12	0	A
24.08.2009.	95	24	54	121	16	C (D2)
07.12.2010.	8	5	4	43	6	A
08.05.2014.	0	2	0	14	0	A
04.09.2023.	219	44	122	95	5	C (D2)
15.04.2025.	8	5	8	16	1	A

Nakon višegodišnjeg perioda stabilnog rada, nova faza degradacije registrovana je 2023. godine. Analiza operativnih zapisa (Tabela 5) pokazala je da je transformator ranije te godine (27.02.2023. godine) bio izložen seriji atmosferskih poremećaja, pri čemu su u jednom danu registrovana tri ispada transformatora izazvana vremenskom nepogodom. Ponovljeni prenaponski događaji ovog tipa su u ovom slučaju predstavljali značajan stres za izolacioni sistem transformatora.

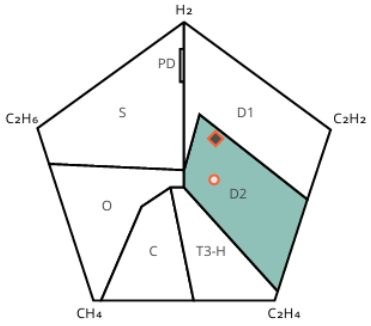
Tabela 5 - Pregled pogonskih događaja i njihov značaj za dijagnostiku stanja transformatora – TS 35/10 kV (2023-2024)

Početak prekida	Kraj prekida	Uzrok prekida	Opis i uticaj na transformator	Značaj za dijagnostiku
27.02.2023. 01:11	27.02.2023. 02:23	Vremenska nepogoda	Početak serije ispada koji su prethodili pojavi kvara tipa D2	Spoljašnje mrežno naprezanje (potencijalni okidač kvara)
27.02.2023. 07:43	27.02.2023. 08:14	Vremenska nepogoda	Intenzivno atmosfersko naprezanje izolacionog sistema	Ponavljeni prenaponski događaj
27.02.2023. 08:34	27.02.2023. 09:10	Vremenska nepogoda	Treći uzastopni ispad u istom danu	Kumulativni stres izolacije
25.08.2024. 09:09	25.08.2024. 12:17	Radovi na održavanju	Revizija trafostanice u beznaponskom stanju	Planirana dijagnostička intervencija
18.11.2024. 11:08	18.11.2024. 11:19	Ostalo	Kratkotrajni ispad izvoda	Operativni događaj bez direktnog uticaja na GH

Nakon pomenutih stresova, hromatografska analiza od 04.09.2023. godine pokazala je nagli porast acetilena (C_2H_2) na 122 ppm i vodonika (H_2) na 219 ppm. Prema standardu IEC 60599, ovakve koncentracije i odnosi gasova ukazuju na kvar visokog energetskog nivoa (tip D2) tj. prisustvo električnog luka koji zahvata papirnu izolaciju.

Na Slici 1 prikazan je Duvalov pentagon, gde su rezultati GH analize iz 2009. i 2023. godine locirani u istoj dijagnostičkoj zoni, karakterističnoj za kvar tipa D2 [8]. Ovakva podudarnost ukazuje na to da je transformator ranije bio izložen procesima unutrašnjih pražnjenja, pri čemu su kasniji pogonski događaji ponovo aktivirali ili intenzivirali postojeće degradacione procese u izolacionom sistemu tj. reaktivirali isti tip kvara.

Planirana revizija, koja je usledila u avgustu 2024. godine, bila je ključna intervencija koja je omogućila stabilizaciju transformatora i njegov povratak u ispravno stanje (ocena A u aprilu 2025. godine).



Pentagon	
D2: Discharges, high energy	2

ID	Date	Fault zone
2	2023/09/04	D2
1	2009/08/24	D2

Slika 1 - Duvalov pentagon za sadržaj gasova rastvorenih u ulju u uzorcima iz 2009. i 2023. godine, Izvor – *Vaisala DGA Calculator*

Ovaj primer ilustruje da sistematsko praćenje GH trendova omogućava pravovremenu intervenciju i uspešnu sanaciju, čime se radni vek jedinice pouzdano produžava preko 50 godina. Ovaj primer potvrđuje značaj sistematskog praćenja stanja transformatora primenom GH analize i praćenjem trendova. Pravovremeno prepoznavanje promena omogućilo je sprovođenje odgovarajućih intervencija i stabilizaciju rada jedinice, čime je produžen pogonski vek transformatora starog više od pet decenija.

3 ZAKLJUČAK

Pouzdanost napajanja krajnjih korisnika u savremenim elektrodistributivnim sistemima u značajnoj meri zavisi od tehničkog stanja i raspoloživosti transformatora srednjeg naponskog nivoa. Iako se distributivni transformatori naponskog nivoa 35/x kV često klasifikuju kao manje kritični u odnosu na visokonaponske energetske jedinice, njihova uloga je od suštinskog značaja jer obezbeđuju funkcionalnu vezu između prenosnog i distributivnog sistema. Svaki njihov ispad direktno se reflektuje na kontinuitet snabdevanja električnom energijom i na ukupnu pogonsku sigurnost elektroenergetskog sistema.

Poseban izazov predstavljaju starije jedinice, sa radnim vekom dužim od tri decenije, kod kojih uljno-papirna izolacija trpi kumulativno starenje i postaje osetljivija na lokalna električna naprezanja. Međutim, ni noviji transformatori nisu imuni – primer iz 2011. godine pokazuje da atmosferska pražnjenja i iznenadni mrežni poremećaji mogu izazvati kritična oštećenja izolacije.

Uporedna analiza dva slučaja jasno pokazuje da eksterni poremećaji, naročito atmosferska pražnjenja, mogu inicirati kvarove u izolacionom sistemu. Ipak, presudan faktor za ishod jeste nivo dijagnostičkog nadzora. Integracija operativnih podataka o pogonskim događajima sa rezultatima GH analize i električnih merenja omogućava planiranje preventivnih mera pre nastanka ozbiljnih kvarova ili otkaza. Periodična GH kontrola kod 35/x kV transformatora omogućava identifikaciju specifičnih gasova kvara pre nego što dođe do katastrofalnog oštećenja, čime se prelazi sa korektivnog na preventivno održavanje.

U slučaju transformatora iz primera 2, dugoročno praćenje GH analizom omogućilo je identifikaciju ranih indikacija degradacije izolacije još 2009. godine. Nakon višegodišnjeg stabilnog rada, serija atmosferskih poremećaja u februaru 2023. dovela je do naglog porasta acetilena i vodonika, što je klasifikovano kao kvar tipa D2. Zahvaljujući sistematskom praćenju i sprovedenim intervencijama, transformator je stabilizovan, što su potvrdili rezultati GH analize iz 2025. godine. Nasuprot tome, transformator iz primera 1 doživeo je iznenadni kvar registrovan proradom Buholc releja, pri čemu je nedovoljna učestalost GH ispitivanja otežala pravovremeno prepoznavanje procesa degradacije.

Ovi primeri potvrđuju da starost transformatora nije presudan faktor rizika. Dok kontinuirano praćenje starijeg transformatora omogućava pravovremenu identifikaciju degradacije i stabilizaciju rada, nedostatak sistematskog nadzora kod mlađeg povećava rizik od iznenadnog ispada. Redovna analiza rastvorenih gasova prema standardu IEC 60599 [2] predstavlja najsigurniji i najefikasniji pristup u upravljanju rizicima distributivnih transformatora, čime se sprečavaju havarije i optimizuju troškovi eksploatacije [9].

LITERATURA

[1] IEC 60422:2013, Mineral insulating oils in electrical equipment - Supervision and maintenance guidance.

[2] IEC 60599:2022, Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis.

[3] IEC 60475:2022, Method of sampling insulating liquids.

[4] IEC 60567:2011, Oil-filled electrical equipment - Sampling of gases and analysis of free and dissolved gases - Guidance.

[5] IEEE Std C57.104-2019, IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers.

[6] US Bureau of Reclamation, FIST 3-30 Transformer Maintenance, October 2000.

[7] ABB, Service Handbook for Transformers, Zurich, 2003.

[8] CIGRE Technical Brochure 771, Advances in DGA Interpretation, JWG D1/A2.47, 2019.

[9] ISO 55000:2014, Asset management - Overview, principles and terminology.

Broj rada: R1-06

NIVOI MAGNETSKE INDUKCIJE U OKOLINI DISTRIBUTIVNE TRANSFORMATORSKE STANICE NAPONSKOG NIVOA 35/10 kV

LEVELS OF MAGNETIC FLUX DENSITY IN THE VICINITY OF 35/10 kV DISTRIBUTION SUBSTATION

Ivana RAIČEVIĆ, Institut „Sigurnost”, Podgorica, Crna Gora*
Aleksandar PAVLOVIĆ, Elektrotehnički institut „Nikola Tesla”, Beograd, Republika Srbija
Marija JOVANOVIĆ, Institut „Sigurnost”, Podgorica, Crna Gora
Maja GRBIĆ, Elektrotehnički institut „Nikola Tesla”, Beograd, Republika Srbija

KRATAK SADRŽAJ

U radu su prikazani rezultati mjerenja i proračuna nivoa magnetske indukcije u okolini distributivne transformatorske stanice naponskog nivoa 35/10 kV. Lokacije na kojima su sprovedena mjerenja čine radni prostor zaposlenih koji borave u kancelarijama koje se nalaze neposredno iznad transformatorske stanice. Osim rezultata mjerenja, date su i maksimalne vrijednosti magnetske indukcije, koje bi se javile u slučaju opterećenja energetskih transformatora naznačenom strujom. Cilj analize je utvrđivanje nivoa izloženosti zaposlenih magnetskom polju niskih učestanosti i ocjena usaglašenosti sa propisanim graničnim vrijednostima.

Ključne reči: elektromagnetsko polje, nejonizujuće zračenje, magnetska indukcija, transformatorska stanica.

ABSTRACT

The paper presents the results of measurements and calculations of magnetic flux density in the vicinity of a 35/10 kV distribution substation. The measurements are carried out in the offices located directly above the substation. In addition to the measurement results, the maximum values of the magnetic flux density that would occur in the case of maximum load of the power transformers are presented as well. The aim of the analysis is to determine the level of exposure of employees to low-frequency magnetic field and to assess compliance with the prescribed exposure limits.

Keywords: electromagnetic field, non-ionizing radiation, magnetic flux density, substation.

1 UVOD

U radu su prikazani rezultati ispitivanja magnetske indukcije niskih učestanosti u kancelarijama koje se nalaze neposredno iznad distributivne transformatorske stanice (TS) naponskog nivoa 35/10 kV. Ispitivanje je izvršeno mjerenjem i proračunom magnetske indukcije na reprezentativnim mjestima na kojima se očekuju najviše vrijednosti magnetskog polja. Mjesta na kojima se očekuju najviši nivoi magnetske indukcije odabrana su na osnovu međusobnog položaja izvora elektromagnetskog polja – energetskih transformatora i opreme u transformatorskoj stanici i osobe koja boravi u kancelariji na svom radnom mjestu.

2 OGRANIČENJA IZLAGANJA

Zaštita stanovništva i profesionalno izloženih lica od štetnog djelovanja elektromagnetskih polja u Crnoj Gori pravno je regulisana 2013. godine usvajanjem Zakona o zaštiti od nejonizujućih zračenja [1], kao i usvajanjem pratećih pravilnika [2] – [4]. Pravilnik o granicama izlaganja elektromagnetskim poljima [2] primjenjuje se od 1. 7. 2015. godine i utvrđuje vrijednosti referentnih nivoa za izlaganje stanovništva i profesionalno izloženih lica, između ostalog, i za elektromagnetska polja industrijske učestanosti. Granice izlaganja stanovništva razlikuju se za opštu javnu izloženost i za izloženost u područjima povećane osjetljivosti. Vrijednosti referentnih nivoa za

* Ivana Raičević ivana.raicevic@sigurnost.me; Aleksandar Pavlović aleksandar.pavlovic@ieent.org; Marija Jovanović marija.jovanovic@sigurnost.me; Maja Grbić maja.grbic@ieent.org

izloženost magnetskoj indukciji industrijske učestanosti od 50 Hz koje utvrđuje Pravilnik [2], date su u tabeli I. U tabeli I su za profesionalnu izloženost prikazane niska vrijednost upozorenja od 1000 μT i visoka vrijednost upozorenja od 6000 μT.

Tabela I – Propisane granice izlaganja za magnetsku indukciju prema Pravilniku [2], za polje učestanosti 50 Hz (efektivne vrijednosti)

Fizička veličina	Područja povećane osjetljivosti	Opšta javna izloženost	Profesionalna izloženost
Magnetska indukcija, *B* [μT]	50	200	1000 (6000)

3 OPIS LOKACIJE I RAZMATRANI SCENARIO IZLAGANJA

U distributivnoj transformatorskoj stanici naponskog nivoa 35/10 kV nalaze se tri energetska transformatora 35/10 kV, svaki naznačene snage 8 MVA. Kancelarijski prostor u kojem su izvršena mjerenja nalazi se neposredno iznad energetskih transformatora i opreme. U opisanoj situaciji neizolovane šinske veze koje su priključene na 35 kV i 10 kV stranu energetskih transformatora, predstavljaju dominantan izvor magnetske indukcije niskih učestanosti. Imajući u vidu da je transformatorska stanica napajana kablovskim energetskim vodovima i da je električno polje u kancelarijama potpuno ekranizovano armirano-betonskom pločom koja razdvaja kancelarijski prostor od transformatorskih boksova, nije potrebno mjeriti nivo jačine električnog polja, već je dovoljno mjeriti nivo magnetske indukcije. Položaj i međusobni odnos transformatorske stanice i kancelarijskog prostora prikazan je na slici 1.

Slika 1 – Situacija, distributivna transformatorska stanica 35/10 kV i kancelarijski prostor

4 REZULTATI ISPITIVANJA

4.1 Opterećenje izvora elektromagnetskog polja u vrijeme mjerenja

Energetski transformator može biti različito opterećen tokom normalnog rada. Nivoi magnetske indukcije u vrijeme mjerenja direktno su srazmjerni struji opterećenja transformatora. Za potrebe ocjenjivanja usaglašenosti sa propisanim granicama izlaganja neophodno je izmjerene vrijednosti magnetske indukcije ekstrapolirati na vrijednosti koje odgovaraju maksimalnom opterećenju transformatora. Opterećenja transformatora u periodu kada su sprovedena mjerenja magnetske indukcije kretala su se od 36% do 55% naznačene vrijednosti opterećenja.

4.2 Rezultati mjerenja

Prilikom ispitivanja korišćena je metoda mjerenja u skladu sa standardima [5] – [8]. Mjerenja su izvršena na visini 1 m od poda kancelarija da bi se utvrdio srednji nivo izloženosti zaposlenih elektromagnetskim poljima. Intenzitet magnetske indukcije mjeren je izotropski, istovremenim mjerenjem sve tri prostorne komponente vektora polja u diskretnim vremenskim trenucima. Vrijednosti dobijene mjerenjem odnose se na uslove opterećenja izvora polja u vrijeme mjerenja. U slučaju magnetskog polja, izmjerene vrijednosti potrebno je ekstrapolirati kako bi se uzelo u obzir maksimalno opterećenje izvora.

Za mjerenja nivoa magnetske indukcije korišćen je instrument proizvođača Wavecontrol model SMP3 sa sondom WP400c čiji je frekventni opseg 1 Hz – 400 kHz. Korišćeni mjerni sistem zadovoljava zahtjeve standarda [6].

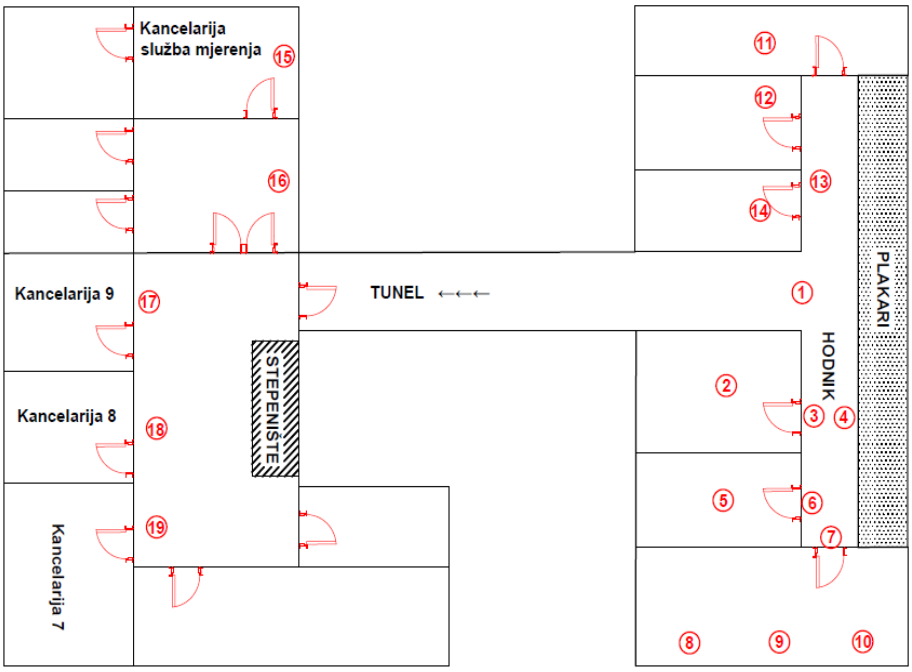
Mjerenja magnetske indukcije sprovedena su u kancelarijama koje se nalaze iznad energetskih transformatora i opreme, duž hodnika ispred kancelarija i u kancelarijama koje se nalaze naspram transformatorskih boksova. Mjerenja magnetske indukcije su sprovedena na ukupno 19 mjernih mjesta. Na svim mjernim mjestima sprovedena su mjerenja efektivnih vrijednosti magnetske indukcije uz istovremeno mjerenje frekvencije polja, na visini od 1 m iznad poda prostorije, u skladu sa zahtjevima standarda [5]–[8].

U tabeli II prikazane su izmjerene (B) i ekstrapolirane (B_{max}) vrijednosti magnetske indukcije za slučaj maksimalnog opterećenja energetskih transformatora. Na slici 2 prikazan je raspored mjernih mjesta. Ekstrapolacija izmjerenih vrijednosti je izvršena konzervativno, na strani sigurnosti, uzimajući da je opterećenje energetskih transformatora u vrijeme mjerenja bilo najniže i da je iznosilo 36% od naznačenog opterećenja.

Tabela II – Rezultati ispitivanja

Redni broj mjernog mjesta	**Lokacija mjernog mjesta**	***B*** **[μT]**	$\boldsymbol{B_{max}}$ **[μT]**
1.	U hodniku	0,24	0,67
2.	U kancelariji	0,35	0,98
3.	U hodniku ispred vrata	0,36	1,01
4.	U hodniku na 1 m od vrata	0,33	0,92
5.	U kancelariji	0,30	0,84
6.	U hodniku ispred vrata	0,30	0,84
7.	U hodniku ispred vrata	0,22	0,62
8.	U kancelariji	0,50	1,40
9.	U kancelariji	0,63	1,76
10.	U kancelariji	0,64	1,79
11.	U kancelariji iznad transformatora	0,67	1,88
12.	U kancelariji iznad transformatora	0,53	1,48
13.	U hodniku	0,62	1,74
14.	U kancelariji iznad transformatora	0,65	1,82
15.	Naspram transformatorskog polja	0,10	0,28
16.	Naspram transformatorskog polja	0,09	0,25
17.	Ispred kancelarije br. 9	0,07	0,20
18.	Ispred kancelarije br. 8	0,07	0,20
19.	Ispred kancelarije br. 7	0,09	0,25

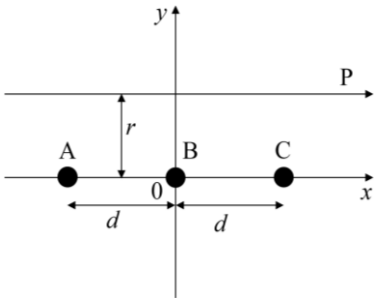
Najveća vrijednost magnetske indukcije izmjerena je u tački 11 i iznosila je 0,67 μT što odgovara ekstrapoliranoj vrijednosti od 1,88 μT.



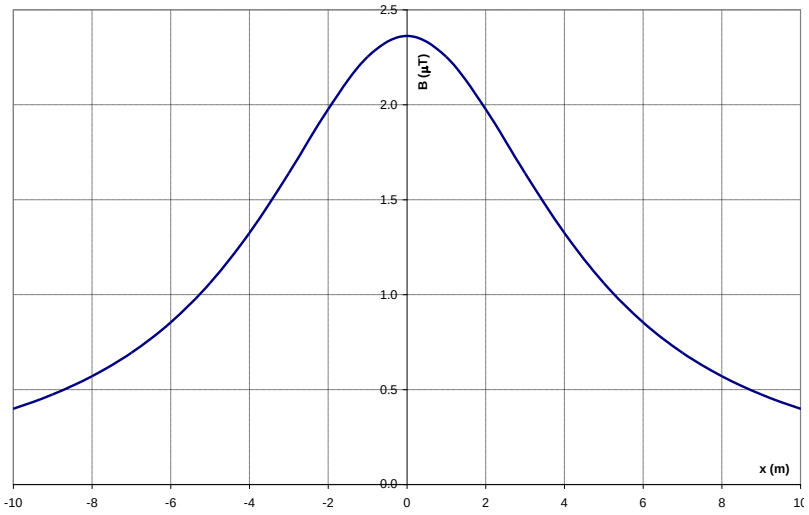
Slika 2 – Raspored mjernih mjesta 1–19

4.3 Rezultati proračuna

Proračun magnetske indukcije sproveden je u cilju obezbjeđenja povjerenja u ocjenu usaglašenosti sa propisanim granicama. Proračun je sproveden za jedan energetski transformator 35/10 kV snage 8 MVA, uobičajenih dimenzija. Šinske veze koje su priključene na 10 kV stranu energetskog transformatora predstavljaju dominantan izvor magnetske indukcije niskih učestanosti imajući u vidu da je struja opterećenja na strani nižeg napona srazmjerno veća od struje opterećenja na strani višeg napona. Šinske veze naponskog nivoa 10 kV su modelovane pravim, beskonačno dugim horizontalnim provodnicima koji su međusobno paralelni i nalaze se na međusobnom rastojanju d = 30 cm i kroz koje protiče struja od 462 A. Proračun je sproveden u tačkama koje su raspoređene duž pravca P (slika 3), koji je normalan na pravac šinskih veza 10 kV i koji se nalazi na rastojanju r = 4,5 m od njih, da bi se na taj način uzela u obzir visina prostorije u kojoj je smješten energetski transformator. Na slici 3 šinske veze su obeležene oznakama A, B i C. Metoda proračuna je detaljno opisana u [9]. Na slici 4 je prikazana raspodjela magnetske indukcije dobijena proračunom duž pravca P.



Slika 3 – Položaj pravca P duž koga se vrši proračun u odnosu na šinske veze naponskog nivoa 10 kV



Slika 4 – Raspodjela magnetske indukcije duž pravca P na rastojanju od 4,5 m od šinskih veza 10 kV

Za naznačenu struju opterećenja energetskog transformatora snage 8 MVA, koja iznosi 462 A na naponskom nivou 10 kV, izračunata je najveća vrijednost magnetske indukcije od 2,36 μT. Razlika između proračunate i ekstrapolirane vrijednosti magnetske indukcije potiče od nesigurnosti pozicioniranja mjernog mjesta i nesigurnosti podataka o rastojanjima. Međutim, vrijednost dobijena ovakvim proračunom se ipak može koristiti za ocjenjivanje usaglašenosti sa granicama izlaganja navedenim u Tabeli I koje su utvrđene na znatno višem nivou.

4.4 Obaveze korisnika izvora u pogledu ispitivanja

Prema Pravilniku [3], mjerenje se vrši jedanput svake četvrte kalendarske godine ako pri prvom mjerenju u odabranim tačkama u okolini izvora izmjerene vrijednosti ne prelaze 10% propisanih vrijednosti upozorenja za elektromagnetska polja date frekvencije, odnosno ako ukupni nivo zračenja koje kumulativno generišu svi izvori ne prelazi 10% dozvoljene vrijednosti.

Agencija može operatera, na njegov zahtjev, osloboditi obaveze vršenja periodičnih mjerenja do rekonstrukcije tog izvora u slučaju da su tokom dva uzastopna periodična mjerenja u okolini stacionarnog izvora elektromagnetskog polja izmjereni nivoi elektromagnetskih polja manji od 10% iznosa propisanih granica vrijednosti upozorenja za elektromagnetska polja [1].

Mjerenje se vrši jedanput svake druge kalendarske godine ako pri prvom mjerenju u odabranim tačkama u okolini izvora izmjerene vrijednosti iznose između 10% i 50% propisanih vrijednosti upozorenja za elektromagnetska polja date frekvencije, odnosno ako ukupni nivo zračenja koje kumulativno generišu svi izvori iznosi između 10% i 50% dozvoljene vrijednosti [3].

Mjerenje se vrši jedanput godišnje ako pri prvom mjerenju u odabranim tačkama u okolini izvora izmjerene vrijednosti prelaze 50% propisanih vrijednosti upozorenja za elektromagnetska polja date frekvencije, odnosno ako ukupni nivo zračenja koje kumulativno generišu svi izvori prelazi 50% dozvoljene vrijednosti [3].

5 ZAKLJUČAK

Izvori elektromagnetskih polja mogu se koristiti samo ako pri njihovoj upotrebi izloženost stanovništva i profesionalno izloženih lica ne može prekoračiti propisane granice izlaganja.

Prema pravilniku o granicama izlaganja elektromagnetskim poljima [2], za profesionalno izložena lica niska vrijednost upozorenja vremenski promjenljivoj magnetskoj indukciji u radnoj sredini iznosi 1000 μT, dok visoka vrijednost upozorenja iznosi 6000 μT, za polje učestanosti 50 Hz. Referentni nivo za izloženost stanovništva magnetskoj indukciji učestanosti 50 Hz u područjima opšte javne izloženosti iznosi 200 μT, a u područjima povećane osjetljivosti 50 μT [2].

Za opisani scenario izlaganja zaposlenih koji rade i borave u kancelarijama iznad distributivne transformatorske stanice neophodno je pravilno ocjeniti usaglašenost sa propisanim granicama izlaganja. Granice za izloženost stanovništva i profesionalno izloženih lica se znatno razlikuju. Iako se na prvi pogled radi o profesionalnom

izlaganju pošto su izloženi zaposleni na svom radnom mjestu, odlučujuće je, ipak, da su to zaposleni koji nisu posebno obučeni za rad sa izvorima nejonizujućih zračenja, nisu informisani o rizicima usljed izloženosti nejonizujućem zračenju, ne posjeduju zaštitna sredstva i čiji posao ne podrazumijeva rad sa izvorima nejonizujućeg zračenja. Zbog toga je pravilno ocjeniti usaglašenost sa granicama izlaganja koje su propisane za opštu javnu izloženost stanovništva.

Na osnovu rezultata ispitivanja nivoa magnetske indukcije niskih učestanosti i kategorizacije da se konkretna situacija izlaganja zaposlenih koji borave u kancelarijama analizira kao opšta javna izloženost, zaključeno je da nivo izloženosti magnetskoj indukciji ne može prekoračiti propisanu granicu od 200 μT.

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.

Broj rada: R1-07

ZAŠTITA PTICA OD NISKONAPONSKIH I SREDNJENAPONSKIH NADZEMNIH ENERGETSKIH VODOVA PROJEKTOVANJEM ODGOVARAJUĆIH REŠENJA I IMPLEMENTACIJOM SPECIJALIZOVANE OPREME

BIRD PROTECTION FROM LOW AND MEDIUM VOLTAGE OVERHEAD POWER LINES THROUGH THE DESIGN OF APPROPRIATE SOLUTIONS AND THE IMPLEMENTATION OF SPECIALIZED EQUIPMENT

Ivan UROŠEVIĆ, PD Elektroistok Izgradnja d.o.o. Republika Srbija
Saša KNEŽEVIĆ, PD Elektroistok Izgradnja d.o.o. Republika Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Većina nadzemnih energetskih vodova predstavlja smrtonosnu opasnost za ptice i znatno utiče na staništa krupnih ptica. Glavni rizici po ptice od nadzemnih vodova predstavljaju : rizik od električnog udara, rizik od sudara i smanjenje raspoloživih područja za migraciona odmorišta i zimovanja ptica. Kako bi se umanjio rizik od električnog udara kao i rizik od sudara potrebno je da se pri projektovanju odaberu optimalni tipovi stubova, raspored konzola kao i primena specijalizovane opreme za zaštitu ptica. Broj sudara ptica sa nadzemnim energetskim vodovima može se redukovati modifikacijom tehničkih parametara, kao što su visina, prečnik i razmak provodnika, ali i izborom odgovarajuće konfiguracije. U tom smislu, horizontalni raspored provodnika ima prednost nad vertikalnim. Budući da zaštitna užad predstavljaju najveći rizik, najčešće mere zaštite obuhvataju ugradnju deblje užadi i postavljanje markera za skretanje leta (poput balona, spirala ili traka). Istraživanja potvrđuju da ovi elementi mogu smanjiti smrtnost ptica i do 90%. Termin „stubovi ubice“ najčešće se odnosi na niskonaponske srednjenaponske nadzemne vodove koji su projektovani tako da su provodnici pod naponom blizu jedan drugom ili blizu uzemljenih delova stuba. Zbog malih razmaka, ptica svojim telom zatvara strujno kolo, što dovodi do trenutne smrti. Promena dizajna stubova je najefikasniji način da se smrtnost svede na minimum. U ovom radu će biti analizirana neka od rešenja koja mogu znatno umanjiti opasnost po ptice kao što su: 1. Povećanje razmaka 2. Izolacija kritičnih tačaka 3. Bezbedna mesta za stajanje 4. Odvraćivači sletanja 5. Postavljanje markera za skretanje leta

Ključne reči: nadzemni energetski vodovi, zaštita ptica, tehnička rešenja

ABSTRACT

Most overhead power lines pose a lethal hazard to birds and significantly impact the habitats of large avian species. The primary risks that overhead lines pose to birds include: the risk of electrocution, the risk of collision, and the reduction of available areas for migratory stopovers and wintering grounds. To mitigate the risks of both electrocution and collision, it is essential to select optimal pole types and cross-arm configurations during the design phase, as well as to implement specialized bird protection equipment. The number of bird collisions with overhead power lines can be reduced by modifying technical parameters, such as the height, diameter, and spacing of conductors, as well as by selecting the appropriate configuration. In this regard, horizontal conductor configurations are preferred over vertical ones. Since earth wires (shield wires) pose the greatest risk, the most common protective measures include the installation of thicker wires and bird flight diverters (such as markers, spirals, or flappers). Research confirms that these elements can reduce bird mortality by up to 90%. The term 'killer poles' most commonly refers to low and medium voltage overhead lines designed such that energized conductors are positioned close to each other or near grounded pole components. Due to these small clearances, a bird's body can bridge the circuit, leading to instantaneous death. Redesigning the poles is the most effective way to minimize mortality. This paper will analyze solutions that can significantly reduce the hazard to birds, such as: 1. Increasing clearances 2. Insulation of critical points 3. Safe perching platforms 4. Perching deterrents 5. Installation of bird flight diverters

Keywords: Overhead power lines, Bird protection, Technical solutions

UVOD

Nadzemni elektroenergetski vodovi predstavljaju okosnicu prenosa električne energije od proizvodnih izvora do potrošača. Njihova eksploatacija, međutim, nosi rizik od interakcije sa pticama, što može imati dvostruko negativne posledice. Sa jedne strane, stradaju ptice, uključujući brojne strogo zaštićene i globalno ugrožene vrste, što predstavlja gubitak za biodiverzitet. Sa druge strane, ove interakcije uzrokuju kvarove na mreži (kratki spojevi, zemljospojevi), prekide u napajanju električnom energijom, oštećenje opreme (izolatori, rasklopni aparati) i mogu inicirati požare, što za posledicu ima značajne ekonomske troškove za elektroprivredna preduzeća i društvo u celini [1, 2].

Modernizacija srednjenaponske mreže i eliminacija takozvanih „stubova ubica“ predstavljaju osnovni preduslov za revitalizaciju populacija ugroženih krupnih ptica. Vrste poput roda, orlova i sovuljaga mogle bi ponovo da nasele svoja prirodna staništa samo pod uslovom da se njihovo okruženje učini bezbednim. Svi napori usmereni ka reintrodukciji i zaštiti ovih vrsta ostaće bez rezultata ukoliko se ne reše glavni uzroci njihove smrtnosti – strujni udar i kolizija sa provodnicima. Statistički podaci ukazuju na poražavajuću činjenicu: ovi neadekvatni stubovi predstavljaju daleko veću opasnost za ptice nego celokupan drumski saobraćaj.

U današnje vreme, dalja eksploatacija ovakvih opasnih konstrukcija postala je moralno i ekološki neprihvatljiva. Neophodno je sprovesti hitnu zamenu zastarele opreme ili izvršiti tehničko osiguravanje postojećih stubova kako bi se sprečio dalji pomor. Problem nije samo ekološki; dokumentovani su brojni slučajevi gde su ptice spržene strujnim udarom postale uzročnici velikih šumskih požara, izazivajući nesagledivu štetu po imovinu i ljude. Ignorisanje ovog problema više nije opcija, što potvrđuje i praksa iz SAD-a, gde su elektroprivredna preduzeća primorana da isplaćuju milionske odštete i kazne zbog odbijanja da obezbede svoju infrastrukturu.

1 RAZLIKE U UTICAJIMA NN I SN MREŽE NA PTICE

Niskonaponski vodovi (0.4kV) u retkim slučajima predstavljaju značajnu pretnju za ptice u pogledu strujnog udara jer napon na njima nije dovoljno visok da probije otpor njihovog perja. Može doći do strujnog udara u dva slučaja: da ptica direktnim kontaktom preko golih delova tela (kljunom,nogama ili golom kožom) dodirne provodnik ili u slučaju da joj je mokro perje usled padavina ili guste rose, jer se u tom slučaju perje natopi vodom i gubi svoja izolaciona svojstva. Ovi problemi mogu biti rešeni zamenom golog provodnika sa SKS provodnikom koji ima zaštitni plašt i potpuno neutrališe mogućnost strujnog udara. Međutim ovo ne rešava problem sudara ptica sa provodnicima koji može biti rešen postavljanjem markera kako je objašnjeno u daljem tekstu. Oba ova problema mogu biti rešena kabliranjem NN voda.

Srednjenaponski vodovi predstavljaju glavnu pretnju za ptice u pogledu strujnog udara kao i sudara ptica sa provodnicima ili stubovima. U daljem tekstu će detaljnije biti objašnjeni različiti načini zaštite ptica od SN vodova.

2 PROJEKTOVANJE BEZBEDNIH NADZEMNIH VODOVA

Projektovanje novih vodova predstavlja najefikasniju i najisplativiju meru zaštite ptica. Implementacija bezbednih rešenja u fazi projektovanja eliminiše potrebu za kasnijim, skupim sanacijama.

Dva ključna principa na kojima se zasniva projektovanje bezbednih vodova su [1]:

1. Separacija (izolacija prostorna): Obezbeđivanje dovoljnog fizičkog rastojanja između delova pod naponom i uzemljenih delova, kao i između samih faznih provodnika, kako bi se onemogućilo da ih ptica svojim telom istovremeno dodirne.
2. Izolacija (pokrivanje): Prekrivanje delova pod naponom ili uzemljenih delova izolacionim materijalima (posebno projektovanim za zaštitu divljači), čime se sprečava strujni udar čak i ako dođe do fizičkog kontakta.

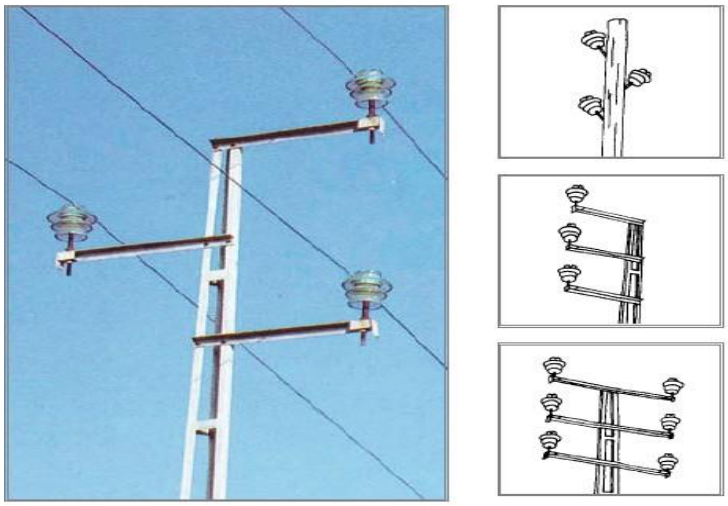
Osnova za definisanje sigurnosnih rastojanja jesu morfološke karakteristike najkrupnijih vrsta ptica koje nastanjuju ili migriraju kroz područje gde se vod gradi.

Horizontalno rastojanje (faza-faza): Treba da bude veće od maksimalnog rastojanja između zglobova krila (wrist-to-wrist) najkrupnije potencijalno ugrožene vrste. APLIC za područja sa orlovima preporučuje 150 cm, iako su izmerene vrednosti za zlatnog orla manje (do 107 cm) [1].

Vertikalno rastojanje (faza-uzemljenje): Treba da bude veće od visine ptice (od glave do stopala) najkrupnije vrste. Za orlove se preporučuje 100 cm, dok za visoke ptice močvarice poput čaplji i pelikana, koje su prisutne u Crnoj Gori, ovo rastojanje bi trebalo povećati na 120 cm ili više [1].

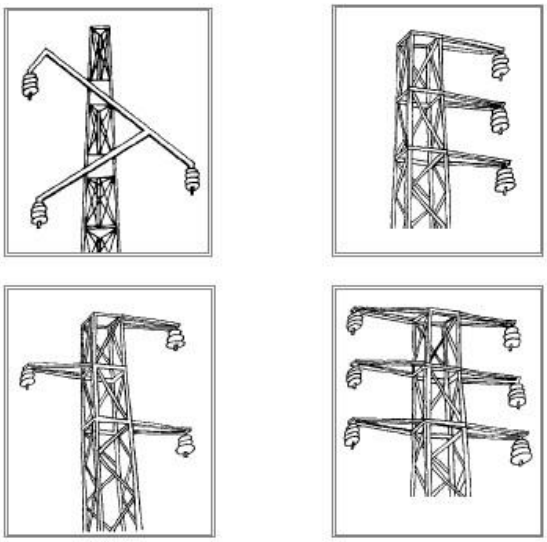
Nemački standard VDEW definiše minimalno rastojanje od potencijalnog mesta za odmor (konzola, vrh stuba) do najbližeg dela pod naponom od 60 cm, uz dodatni uslov da rastojanje između faznih provodnika ne sme biti manje od 140 cm [3, 12].

Stubovi sa nosećim (potpornim vertikalnim izolatorima su najrasprostranjeniji, ali i najopasniji tip konstrukcije za ptice. Kod ovih stubova, provodnici se nalaze na kratkim vertikalnim izolatorima neposredno iznad konzole. Rastojanje između provodnika i uzemljene konzole je malo (često manje od 30 cm), što stvara idealne uslove za zemljospoj. Stubovi od betona ili čelika su posebno opasni jer je čitava konstrukcija uzemljena. Drveni stubovi su nešto bezbedniji po suvom vremenu, ali vlažno drvo gubi izolaciona svojstva [3, 11].



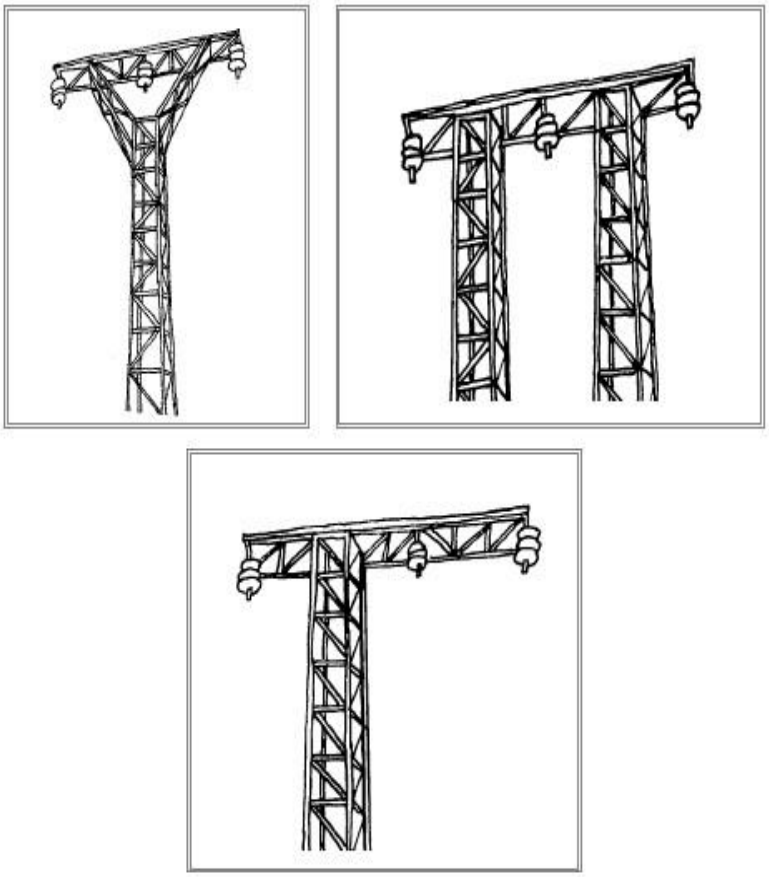
slika 1 Noseći stubovi sa potpornim vertikalnim izolatorima

Kod stubova sa visećim izolatorskim lancima provodnici su okačeni na duge izolatorske lance (sa više keramičkih ili staklenih članaka) koji su pričvršćeni ispod konzole. Rastojanje od potencijalnog mesta za odmor (konzole) do provodnika pod naponom je veliko i iznosi najmanje 60 cm, a često i više. Ova konstrukcija omogućava pticama da bezbedno borave na konzoli ili vrhu stuba [3, 11].



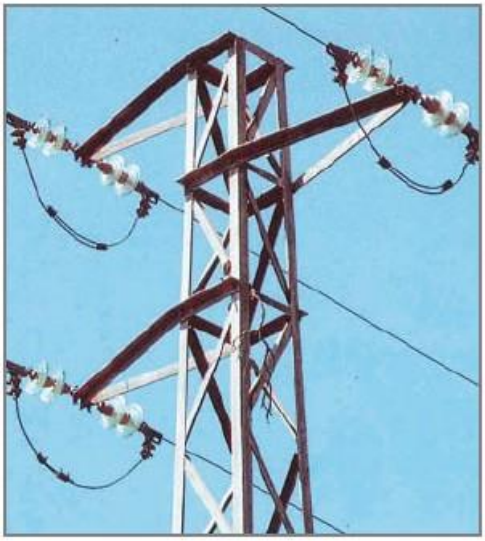
slika 2 Noseći stubovi sa visećim izolatorima

Kod visokonaponskih vodova, najbezbedniji raspored je horizontalan, sa sva tri provodnika u istoj ravni (na istoj visini). Time se smanjuje vertikalna zauzetost vazdušnog prostora i olakšava pticama da prelete preko voda. Konfiguracije sa provodnicima u više nivoa (npr. raspored "jela") su znatno opasnije jer ptice moraju da manevrišu između više "prepreka" na različitim visinama. Posebno je opasno postojanje tankog zaštitnog užeta visoko iznad faznih provodnika, koje je teško uočljivo i predstavlja prvu prepreku na koju ptice nailaze [2, 6].



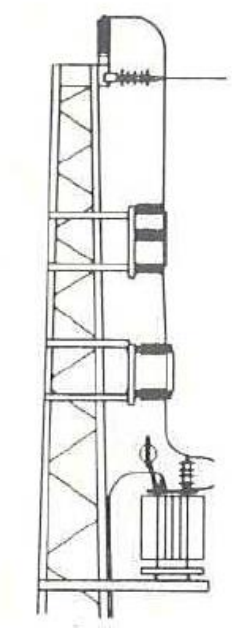
slika 3 Noseći stubovi sa sva tri provodnika u ravni

Zatezni (rasteretni) stubovi, koji se postavljaju na mestima promene pravca trase, često imaju složenu konfiguraciju sa izolatorskim lancima u više pravaca i golim preskočnim vezama (jumperima) koje povezuju provodnike. Ove preskočne veze, naročito ako se nalaze iznad konzole, predstavljaju izuzetno opasna mesta jer su izložene i lako dostupne pticama koje sleću na konzolu. Projektovanje zateznih stubova mora da obezbedi da se sve preskočne veze nalaze ispod nivoa konzole [3, 11].

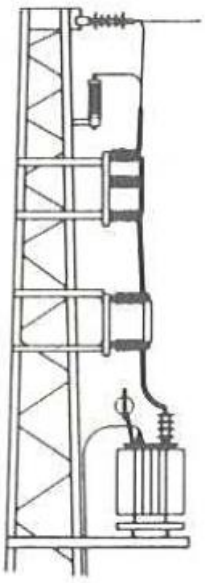


slika 4 Zatezni stub

U slučaju kada je transformatorska stanica montirana na stubu neophodno je izolovati strujne veze ispod i iznad rastavljača kao i ukinuti zaštitne armature sa prolaznih izolatora na transformatoru.



slika 5 Transformatorska stanica montirana na stubu pre primene mera za zaštitu ptica



slika 6 Transformatorska stanica montirana na stubu posle primene mera za zaštitu ptica

Projekat LIFE PowerLines4Birds doneo je inovativno rešenje pod nazivom "Eco-crossbar". Ovo je specijalno dizajnirana poprečna konzola koja se postavlja na stub. Ključne karakteristike su [13]:

a) Bezbedno odmaralište: Konzola je oblikovana tako da pruža prirodno mesto za odmor pticama.
b) Povećana separacija: Provodnici se postavljaju ispod konzole na rastojanju od oko jednog metra, čime se u potpunosti eliminiše rizik od dodira.
c) Smanjenje rizika od sudara: Svi provodnici se drže u horizontalnoj ravni, čime se smanjuje broj vertikalnih prepreka kroz koje ptice lete.
d) Laka ugradnja: Dizajniran je tako da se može koristiti i za sanaciju postojećih stubova, jednostavnom zamenom starih konzola.

slika 7 Eco-crossbar poprečna konzola na stubu

slika 8 Eco Crossbar

Sa aspekta zaštite ptica, najbezbednije rešenje je potpuno uklanjanje nadzemnih vodova i njihova zamena podzemnim kablovima. Ovo u potpunosti eliminiše rizik od električnog udara i sudara. Iako je inicijalna investicija za podzemne kablove znatno viša nego za nadzemne vodove (procene govore o 3-10 puta većoj ceni, zavisno od terena), dugoročno gledano, oni donose uštede kroz smanjenje gubitaka usled kvarova, niže troškove održavanja i izbegavanje ekoloških rizika. U Holandiji i delovima Nemačke, podzemni kablovi su postali standard za srednjenaponsku mrežu [2].

3 IMPLEMENTACIJA SPECIJALIZOVANE OPREME ZA ZAŠTITU PTICA NA POSTOJEĆIM VODOVIMA

S obzirom na ogromnu dužinu postojeće mreže i veliki broj nebezbednih stubova, sanacija je neophodan i najveći izazov. Mere sanacije mogu se klasifikovati prema problemu koji rešavaju.

- Mere za sprečavanje električnog udara (izolacija opasnih delova, povećanje rastojanja).
- Mere za sprečanje sudara (povećanje vidljivosti provodnika).
- Mere za odvraćanje od opasnih mesta (fizičke barijere).

Mere za sprečavanje električnog udara su sledeće:

1. Izolacione kape za vertikalne izolatore i provodnike
2. Zaštitne cevi
3. Izolacione ploče i pokrivači konzola

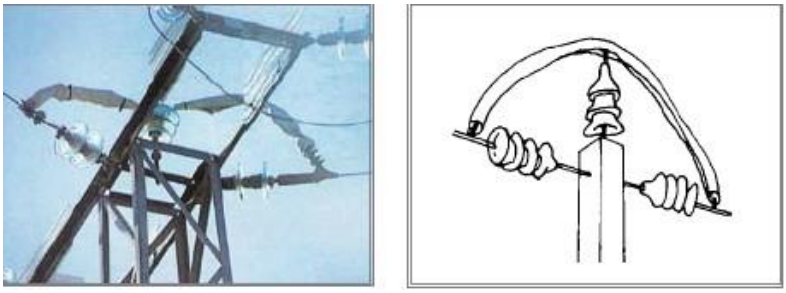
1) Izolacione kape za vertikalne izolatore i provodnike

Ovo je najčešće primenjivana mera na stubovima sa kratkim vertikalnim izolatorima. Izolacione kape (poklopci) se postavljaju preko izolatora, prekrivajući ga u celini, i produžavaju se duž provodnika sa obe strane (npr. ukupne dužine 130 cm). Na taj način, ptica koja stane na konzolu ne može dodirnuti goli provodnik jer je on zaštićen [3, 11].

slika 9 Izolacione kape

2) Zaštitne cevi (termoizolacione obloge) za provodnike i preskoke

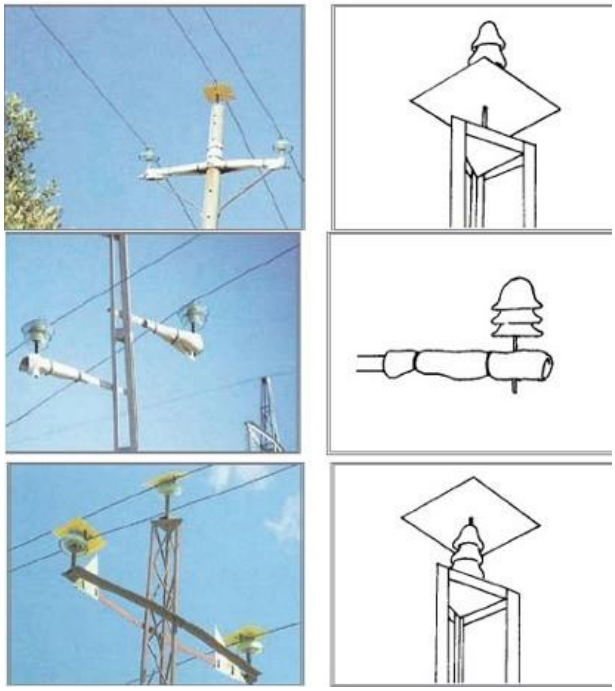
Fleksibilne ili krute cevi od izolacionog materijala postavljaju se direktno na gole provodnike. One su neophodne za izolaciju opasnih preskočnih veza (jumpera) na zateznim i krajnjim stubovima, kao i za izolaciju provodnika na mestima gde su suviše blizu konzole ili jedan drugom [3, 11].



slika 10 Zaštitne cevi

3) Izolacione ploče i pokrivači konzola

Na stubovima sa trouglastom konfiguracijom, gde se srednji fazni provodnik nalazi na vrhu stuba, ispod njega se može postaviti izolaciona ploča. Takođe, čitave konzole se mogu obložiti izolacionim materijalom (npr. geosintetičkim prekrivačima) kako bi se sprečilo da ptica koja na njih stane dođe u kontakt sa uzemljenim delom [3, 9].



slika 11 Izolacione ploče i pokrivači konzola

Materijali koji se koriste za izradu zaštitne opreme moraju zadovoljiti stroge tehničke kriterijume:

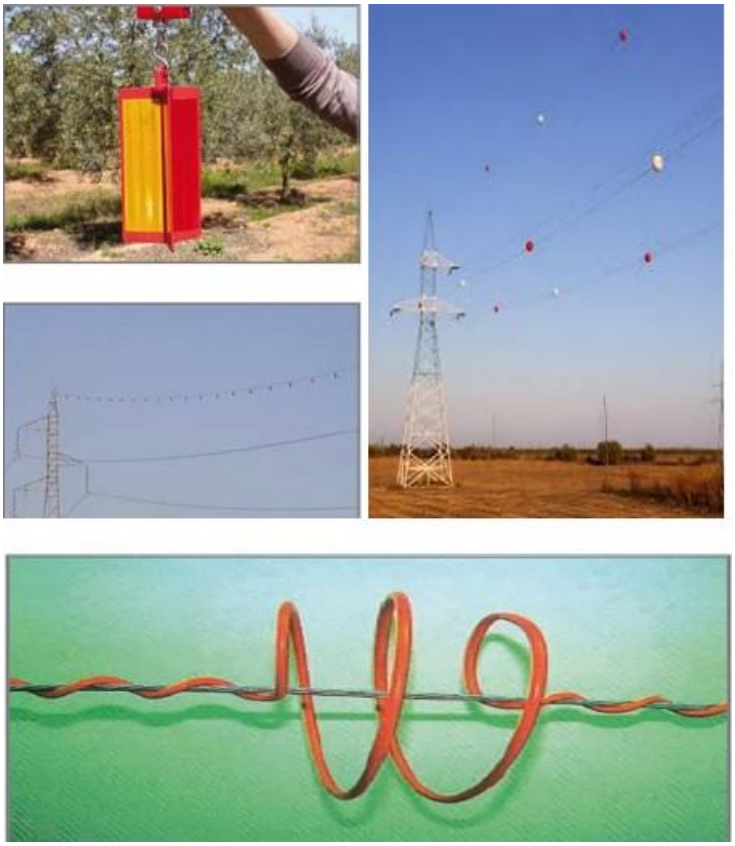
- Dielektrička čvrstoća: Moraju izdržati radni napon voda bez proboja.
- Otpornost na vremenske uslove: Otpornost na UV zračenje, visoke i niske temperature, kišu, sneg i led.
- Otpornost na starenje: Dugotrajna postojanost (životni vek od najmanje nekoliko decenija) bez krtosti i pucanja.
- Otpornost na požar: Samogasivi materijali.
- Mehanička čvrstoća: Otpornost na udar vetra, vibracije i mehanička opterećenja (npr. od ptica).

Sredstva za sprečavanje sudara su sledeća:

1. Markeri za provodnike
2. Uklanjanje ili označavanje zaštitnog užeta
3. Sredstva za odvraćanje od opasnih mesta
4. Vertikalne teralice i češljevi
5. Zaštitne ploče i prečke

1) Markeri za provodnike (spirale, lopte, "krilca") – proračun rasporeda

Markeri se postavljaju na provodnike, pre svega na zaštitno uže, kako bi ga učinili vidljivijim. Postoje različiti tipovi: plastične spirale (crvene, bele, žute), čvrste lopte, "krilca" koja se okreću na vetru i reflektuju svetlost. Efikasnost dobrih markera može smanjiti broj sudara za 50% do 85% [2, 6]. Ključno je odrediti optimalan raspored. Preporuke se kreću od postavljanja markera na svakih 5-10 metara, u zavisnosti od brzine leta ptica i karakteristika terena [6]. Novije tehnologije, poput dronova, omogućavaju postavljanje markera bez isključenja napona, što je velika ušteda.



slika 12 Markeri za provodnike ili zaštitno uže

2) Uklanjanje ili označavanje zaštitnog užeta (gromobranskog užeta)

Najefikasnija mera za smanjenje sudara na visokonaponskim vodovima jeste potpuno uklanjanje zaštitnog užeta tamo gde nije neophodno (npr. na kratkim deonicama). Ukoliko se mora zadržati, obavezno je njegovo označavanje markerima.

3) Sredstva za odvraćanje od opasnih mesta (perch discouragers)

Ova sredstva se koriste kada separacija i izolacija nisu dovoljne, ili kada želimo da sprečimo ptice da se zadržavaju na određenim, posebno opasnim lokacijama (npr. na vrhu stuba iznad srednjeg provodnika, na rastavljačima).

slika 13 Perch discouragers

4) Vertikalne teralice i češljevi

Postavljaju se na konzole iznad izolatora. Sastoje se od niza vertikalnih šipki (najčešće od plastike ili metala) koje fizički otežavaju pticama da slete na to mesto. Koriste se i za sprečavanje kontaminacije izolatora izmetom [2].

slika 14 Češljevi za rasterivanje ptica sa konzole

5) Zaštitne ploče i prečke

Na krajnje izolatore rastavljača ili na samom kraju konzole mogu se postaviti zaštitne ploče ili prečke koje onemogućavaju ptice da stanu na te uske i opasne površine.

slika 15 Primer različitih zaštitnih ploča i prečki

Ugradnja zaštitne opreme na postojeće vodove može se vršiti:

- Uz isključenje voda (de-energized): Najbezbednija metoda za radnike, ali izaziva prekid napajanja.
- Pod naponom (live-line): Specijalno obučeni radnici, koristeći izolacione alatke i opremu, mogu postavljati određene tipove zaštitnih kapa i cevi bez isključenja voda. Ovo je sve češća praksa jer eliminiše prekide u napajanju.

Bez obzira na metodu, procedure moraju biti detaljno razrađene i strogo poštovati nacionalne i međunarodne sigurnosne standarde za rad na elektroenergetskim postrojenjima.

4 ZAKLJUČAK

Problem stradanja ptica na nadzemnim vodovima nije nerešiv. On zahteva interdisciplinarni pristup koji objedinjuje znanja inženjera elektrotehnike, biologa ornitologa i stručnjaka za zaštitu životne sredine. Projektovanje bezbednih vodova i primena odgovarajuće zaštitne opreme predstavljaju most između potrebe za pouzdanim snabdevanjem električnom energijom i obaveze očuvanja biodiverziteta.

LITERATURA

[1]. Avian Power Line Interaction Committee (APLIC). 2006. Suggested Practices for Avian Protection on Power Lines: The State of the Art in 2006. Edison Electric Institute, Washington, D.C.

[2]. Haas, D., Nipkow, M., Fiedler, G., et al. 2003. Zaštita ptica od nadzemnih energetskih vodova: praktično uputstvo... Savet Evrope, T-PVS/Inf (2003) 15.

[3]. Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW). 1991. Vogelschutz an Starkstrom-Freileitungen... 2. izdanje, VWEW-Verlag.

[4]. Nelson, M.W., Nelson, P. 1976. Power lines and birds of prey. Idaho Wildlife Review, 28: 3-7.

[5]. Ferrer, M., de la Riva, M., Castroviejo, J. 1991. Electrocution of raptors on power lines in Southern Spain. Journal of Field Ornithology, 62(2): 54-69.

[6]. Janss, G.F.E., Ferrer, M. 2001. Avian electrocution mortality in relation to pole design and adjacent habitat in Spain. Bird Conservation International, 11: 3-12.

[7]. Cramp, S., Simmons, K.E.L. (eds.). 1977-1994. Handbook of the Birds of Europe, the Middle East and North Africa: The Birds of the Western Palearctic. Oxford University Press.

[8]. Olendorff, R.R., Miller, A.D., Lehman, R.N. 1981. Suggested Practices for Raptor Protection on Power Lines – The State of the Art in 1981. Raptor Research Foundation.

[9]. Ferrer, M. Birds and power lines: From conflict to solution. Migres Foundation / Endesa.

[10]. Convention on Migratory Species (CMS). 2002. Resolution 7.4: Electrocution of Migratory Birds. Bonn, Germany.

[11]. NABU (Naturschutzbund Deuschland). 2002. Caution: Electrocution! – Suggested Practices for Bird Protection on Power Lines.

[12]. 2 katalog mera za zastitu ptica integralni.pdf (prevod VDEW kataloga, 1991).

[13]. LPN - Liga para a Protecção da Natureza. 2025. Eco-crossbar: An Innovative Device for the Protection of Birdlife. LIFE PowerLines4Birds projekat.

[14]. BirdLife International. 2025. Country profile: Montenegro. [online] datazone.birdlife.org.

[15]. Vasić, V., et al. 2003. Preliminarni spisak ptica Crne Gore. CZIP.

[16]. Saveljić, D., Jovićević, M. 2020. Atlas ptica gnezdarica Crne Gore. CZIP.

[17]. Cafuta, J. 2011. Ptice Skadarskog jezera, priložnost za območje Natura 2000. Diplomski rad, Univerza v Mariboru.

[18]. CGES. 2015. CGES I CZIP POTPISALI MEMORANDUM O SARADNJI. [online] cges.me.

[19]. Vijesti. 2015. CGES and CZIP signed a memorandum of cooperation: For the welfare of birds. [online] en.vijesti.me.

Broj rada: R2-01

UPOREDNA ANALIZA PROGRAMA ZA PRORAČUN RASPODELA POTENCIJALA NA TLU IZNAD UZEMLJIVAČA

COMPARISON ANALYSIS FOR POTENTIAL DISTRIBUTION ON THE GROUND SURFACE ABOVE THE GROUNDING SYSTEM

Tomislav Rajić, Univerzitet u Beogradu-Elektrotehnički fakultet, Republika Srbija*
Ivan Vujović, Univerzitet u Beogradu-Elektrotehnički fakultet, Republika Srbija

KRATAK SADRŽAJ

U radu je prikazan uvid u primenu računara pri modelovanju uzemljivača stubova u elektroenergetskom sistemu (EES-u). Tema rada je program za proračun raspodele potencijala na površini tla iznad uzemljivača. Program je realizovan u "MATLAB-u" i omogućava proračun svih veličina uzemljivača koje su relevantne u procesu projektovanja uzemljivača, kao što su naponi koraka i dodira. Na početku je dat kratak prikaz upotrebe računara pri proračunima i modelovanju. Objašnjeni su matematički modeli uzemljivača i jednačine koje se koriste pri proračunima. Upotrebom programskog paketa "MATLAB" i njegove particije: "Grafički interfejs" (*Grafical User Interface* - GUI) detaljno je realizovan program koji bi trebalo da pomogne inženjerima za proračun raspodele potencijala na tlu iznad uzemljivača. Cilj je da se predvidi postoji li opasnost od velikih napona dodira i koraka iznad uzemljivača stuba dalekovoda. Ovo može biti veoma važno, ako se stubovi nalaze u sredinama gde je povećana koncentarcija ljudi. Detaljnije je objašnjen kreirani interfejs. Da bi se verifikovali rezultati, izvršeno je poređenje sa profesionalnim softverskim paketom za proračune uzemljivačkih sistema.

Ključne riječi: uzemljivač, raspodela potencijala, napon dodira, napon koraka

ABSTRACT

Paper presents an insight into the application of computers in the modeling of grounding systems of the power system (PS) towers. Topic of the paper is a program for calculation of the potential distribution on the surface of the ground above grounding systems. Program is implemented in "MATLAB" and allows calculation of all sizes of the grounding system that are relevant in the process of designing, such as step and touch voltages. At the beginning, a brief description of computers usage in calculations and modeling is given. Mathematical models of grounding devices and equations used in calculations are explained. Using "MATLAB" program package and its Graphical User Interface (GUI) partition, a detailed program was implemented that should help engineers to calculate the potential distribution on the ground above grounding system. The aim is to predict whether there is a danger of high touch and step voltages above grounding conductor of a power line tower. This can be very important if the towers are in environments where there is an increased concentration of people. The interface is explained in more detail. In order to verify the results, a comparison was made with a professional software package for grounding system calculations.

Key words: grounding system, potential distribution, touch voltage, step voltage

1. UVOD

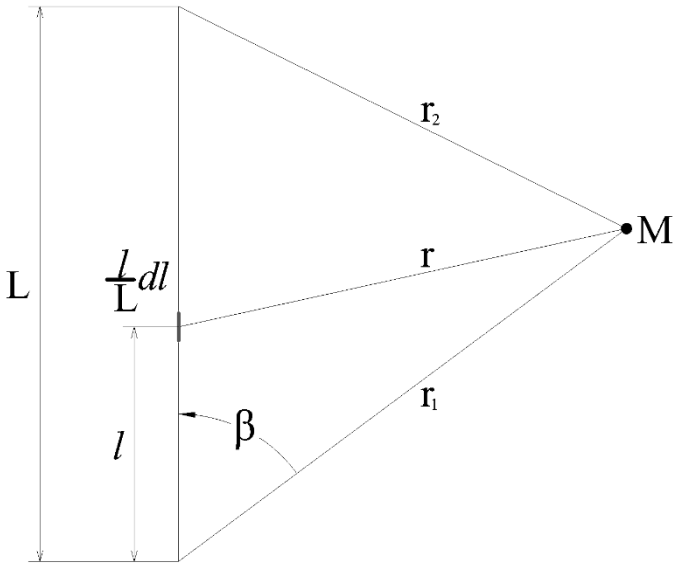
Karakteristike uzemljivačkih sistema su veoma važne pri projektovanju stubova. Često se značajan deo struje zemljospoja odvodi preko zaštitne užadi nadzemnih vodova, čime se smanjuje struja koja odlazi u tlo sa uzemljivača i, srazmerno njoj, naponi dodira i koraka. Zato je potrebno proceniti vrednosti napona dodira i koraka i obezbediti da zadovoljavaju propisane kriterijume bezbednosti.

* Tomislav Rajić: rajic@etf.rs; Ivan Vujović: vi205041p@student.etf.bg.ac.rs

U drugom poglavlju rada dat je prikaz matematičkog modela uzemljivača i jednačina koje se koriste pri proračunima [3 - 5]. Treće poglavlje predstavlja uvid u konkretan način modelovanja pomoću računara. Opisan je kreirani program i interfejs programa, kao i parametri čije vrednosti treba uneti da bi program prikazao tražene rezultate. Dat je opis i skica uzemljivača stuba koji je predmet analize. U četvrtom poglavlju opisan je model kreiran upotrebom profesionalnog softvera koji je specijalizovan za proračune uzemljivača. Peto poglavlje prikazuje uporednu analizu dobijenih rezultata upotrebom oba programa. Na kraju je dat zaključak rada i navedena korišćena literatura.

2. MATEMATIČKI MODEL UZEMLJIVAČA

Pretpostavićemo da se uzemljivač sastoji od n pravolinijskih elemenata-provodnika. Dužina svakog elementa je dovoljno mala da se mogu zanemariti padovi napona na njemu. Za provodnike od bakra prethodna pretpostavka je obično zadovoljena, i to za sve dužine provodnika do 200 m. Nepravolinijski provodnici se uvek mogu, sa zadovoljavajućom tačnošću, modelovati sa nekoliko pravolinijskih segmenata.
U proračunima uzemljivačkih sistema od suštinskog značaja je određivanje potencijala tačke u okolini uzemljivača. Posmatra se vertikalni štap dužine *L* i poluprečnika *r*, potpuno uronjen u beskonačno homogeno tlo specifične otpornosti ρ. Struja *I* se odvodi kroz štap i širi radijalno u okolni prostor. Problem se rešava korišćenjem elektromagnetnih principa i integralnog modela raspodele struje. Izraz za međusobnu otpornost provodnika i tačke u neograničenom homogenom tlu izvodi se na osnovu slike 1.



Slika 1. Pravolinijski provodnik i tačka u neograničenom homogenom tlu

Ako je štap vrlo male dužine *dl*, može se aproksimirati tačkastim izvorom struje. Struja *I* se širi sferno u homogenom prostoru, pa je gustina struje na sferi poluprečnika *r* [4].

$$J = \frac{I}{4\pi r^2} \tag{1}$$

Električno polje se dobija iz Ohmovog zakona:

$$E = \rho \cdot J = \rho \cdot \frac{I}{4\pi r^2} \tag{2}$$

Integracijom od beskonačnosti do tačke na udaljenosti *r* dobija se potencijal:

$$V(M) = \frac{\rho \cdot I}{4\pi r} \tag{3}$$

Ovaj izraz predstavlja osnovni gradivni blok za proračun potencijala oko dužeg štapa. Za provodnik dužine L, ukupna struja se ravnomerno raspodeljuje duž provodnika, pa je elementarna struja:

$$dI = \frac{I}{L} dl \tag{4}$$

Doprinos potencijala u tački M glasi:

$$dV = \frac{\rho}{4\pi} \cdot \frac{dl}{r} \tag{5}$$

Ukupni potencijal se dobija integracijom po dužini provodnika:

$$V = \frac{\rho \cdot I}{4\pi L} \cdot \int_L \frac{dl}{r} \tag{6}$$

Konačno, međusobna otpornost provodnika i tačke M, α_M biće:

$$\alpha_M = \frac{E_M}{I} = \frac{\rho}{4\pi L} \cdot \int_L \frac{dl}{r} \tag{7}$$

gde su:

E_M - potencijal u tački M,
I - struja koja se odvodi sa elementa uzemljivača.

Sa slike 1 se vidi da je:

$$r^2 = l^2 + r_1^2 - 2 \cdot l \cdot r_1 \cdot cos\beta \tag{8}$$

$$r_2^2 = L^2 + r_1^2 - 2 \cdot L \cdot r_1 \cdot cos\beta \tag{9}$$

Ako se iz relacije (9) odredi $cos\beta$ i zameni u relaciju (8) dobija se tražena zavisnost između l i r:

$$r = \left[l^2 - \frac{l}{2}(r_1^2 + L^2 - r_2^2) + r_1^2 \right]^{\frac{1}{2}} \tag{10}$$

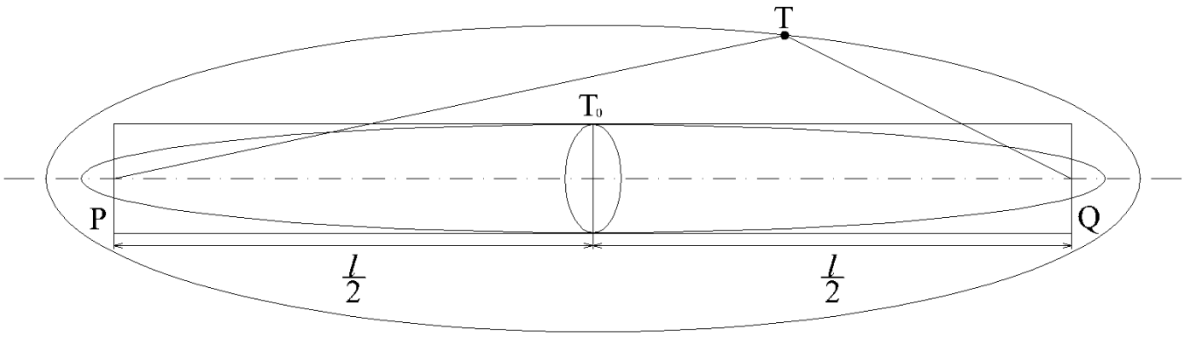
Kada se izraz (10) uvrsti u izraz (7) i izračuna integral dobija se izraz [3 - 5]:

$$\alpha_M = \frac{\rho}{4\pi L} \cdot \ln \frac{D + L}{D - L} \tag{11}$$

gde je:

$D = r_1 + r_2$.

Sopstvena otpornost pravolinijskog provodnika može se odrediti kao otpornost rasprostiranja rotacionog elipsoida oko ose provodnika, pri čemu mu je kraća osa jednaka prečniku provodnika, a krajevi provodnika P i Q su žiže, kao što je prikazano na slici 2.



Slika 2. Pravolinijski provodnik kao rotacioni elipsoid

Sopstvena otpornost α_s se određuje kao odnos potencijala tačke T_0 na koji dolazi elipsoid kada se sa ose provodnika ravnomerno odvodi struja i te struje. Na osnovu izraza (10) je:

$$\alpha_s = \frac{\rho}{4\pi L} \cdot \ln \frac{2 \cdot \sqrt{\left(L/2\right)^2 + \left(d/2\right)^2} + L}{2 \cdot \sqrt{\left(L/2\right)^2 + \left(d/2\right)^2} - L} \tag{12}$$

Kvadratni koren u izrazu (11) može se razviti u Maklorenov red oko nule, upotrebom binomne formule:

$$\sqrt{1 + \left(\frac{d}{L}\right)^2} = 1 + \frac{1}{2}\left(\frac{d}{L}\right)^2 - \frac{1}{8}\left(\frac{d}{L}\right)^4 + \frac{1}{16}\left(\frac{d}{L}\right)^6 \tag{13}$$

Imajući u vidu da je $d \ll L$, mogu se zanemariti svi članovi reda posle prva dva, tako da možemo napisati da je:

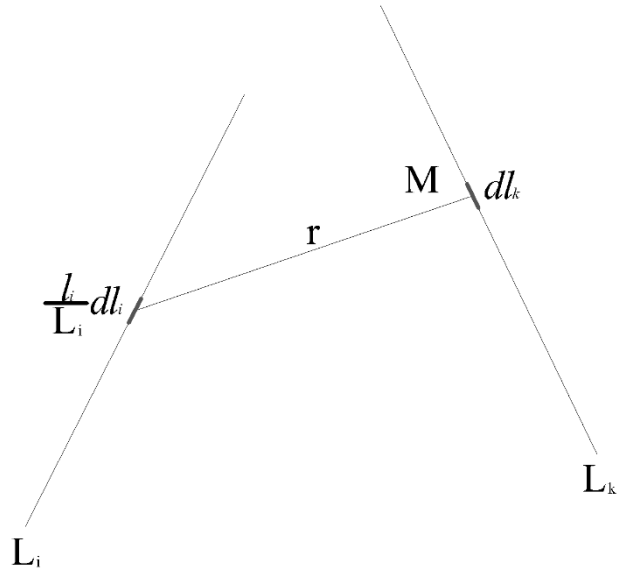
$$\sqrt{\left(L/2\right)^2 + \left(d/2\right)^2} = \frac{L}{2} \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{d}{L}\right)^2} \approx \frac{L}{2} \cdot \left(1 + \frac{1}{2}\frac{d^2}{L^2}\right) \tag{14}$$

Uvrštavanjem izraza (13) u (12) dobija se izraz za sopstvenu otpornost [3 - 5]:

$$\alpha_s = \frac{\rho}{2\pi L} \cdot \ln \frac{2L}{d} \tag{15}$$

Međusobna otpornost dva pravolinijska provodnika određuje se metodom srednjih potencijala. Po ovoj metodi, potencijal provodnika k usled struje koja se odvodi sa provodnika i (slika 3) jednak je srednjoj vrednosti potencijala tačaka duž provodnika k:

$$E_{ik} = \frac{\rho I_i}{4\pi L_k} \cdot \int_{L_k} E_{iM} dl_k \tag{16}$$



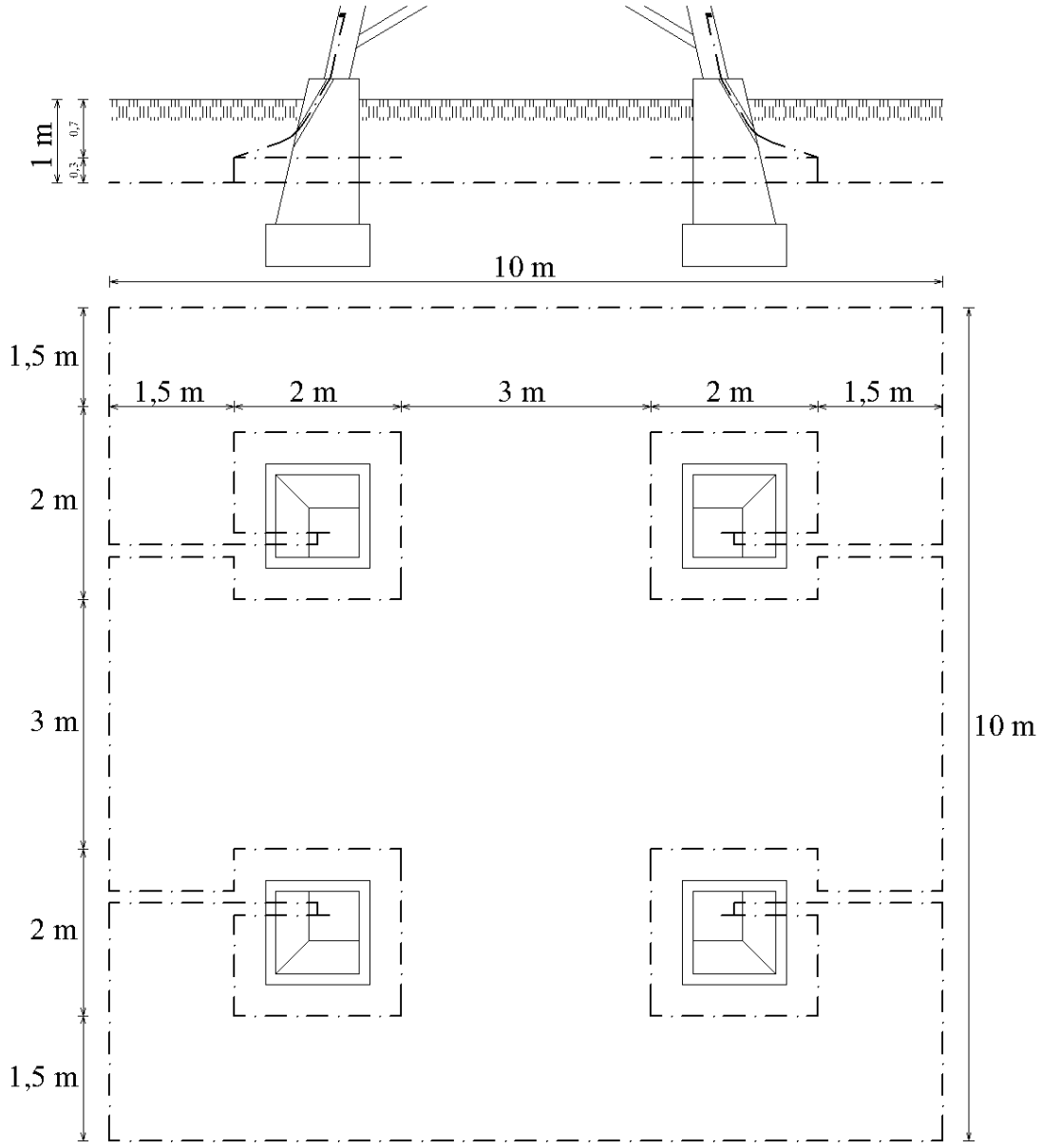
Slika 3. Dva pravolinijska provodnika

Međusobna otpornost elemenata i i k je:

$$\alpha_{ik} = \frac{E_{ik}}{I_i} = \frac{\rho}{4\pi \cdot L_i \cdot L_k} \cdot \int_{L_i} \int_{L_k} \frac{dl_i dl_k}{r} \tag{17}$$

2.1 Uzemljivač stuba

Na slici 4 može se videti skica uzemljivača stuba koji je iskorišćen za modelovanje. Usvojena je jedna velika FeZn kvadratna kontura stranice 10 m, prečnika 10 mm, ukopana na dubini od 1 m. Takođe, postoje i četiri manje FeZn kvadratne konture stranice 2 m, prečnika 10 mm , ukopane na dubini od 0,7 m.

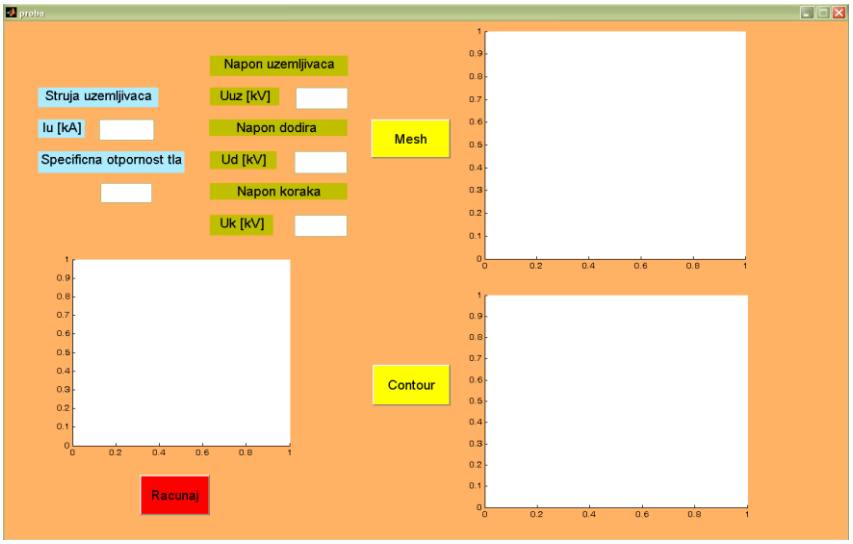


Slika 4. Skica uzemljivača stuba

3. PROGRAM REALIZOVAN UPOTREBOM SOFTVERSKOG PAKETA MATLAB

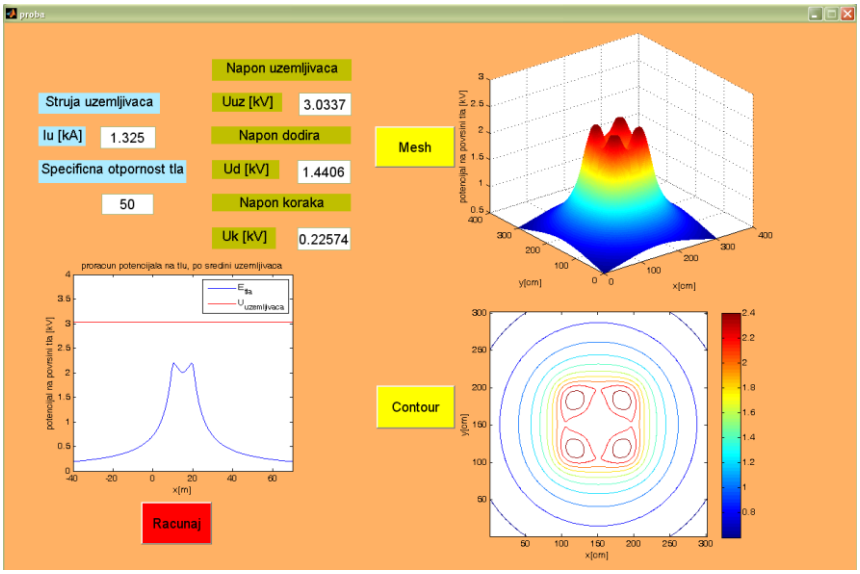
Korišćenjem dva *Edit Text*-a korisnik zadaje dve veličine, a to su struja koja se odvodi u tlo sa uzemljivača $\underline{I_u}$ i specifična otpornost homogenog tla ρ. Pomoći tastera *Računaj* program izračunava bitne karakteristike uzemljivača i prikazuje napon uzemljivača, napon dodira i napon koraka. Kao ulazni parametri programa zadaju se: $\underline{I_u}$=1,325 kA i ρ=50 Ωm.

Iskorišćena je mogućnost programskog paketa MATLAB za generisanje trodimenzionalnih grafika [1 - 2]. Trodimenzionalni grafik generiše se komandom *mesh*. Drugi način prikazivanja funkcije dve promenljive vrši se komandom *contour*. Prikaz raspodele potencijala na površini tla iznad uzemljivača u programu je izvršen na oba prethodno navedena načina. Na slici 5 prikazan je izgled grafičkog interfejsa.



Slika 5. Izgled grafičkog interfejsa

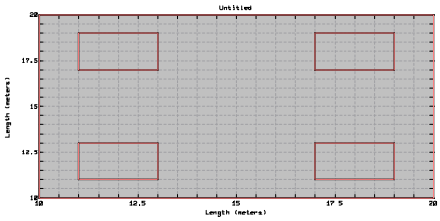
Na slici 6 prikazan je izgled grafičkog interfejsa nakon pokretanja programa i iscrtavanja dijagrama.



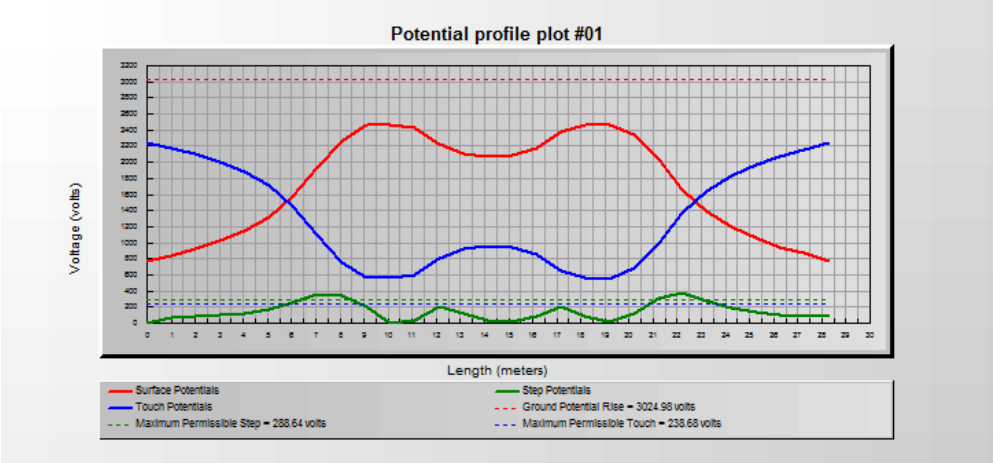
Slika 6. Izgled grafičkog interfejsa nakon pokretanja programa i iscrtavanja dijagrama

4. PROFESIONALNI SOFTVER

Profesionalni programski alat namenjen je dizajniranju sistema uzemljenja raznih objekata EES-a. Model uzemljivača formira korisnik korišćenjem komponenti kao što su: provodnici postavljeni paralelno površini tla *(grid conductors)*, elektrode *(rods)* koje se postavljaju vertikalno u zemlju i lučni provodni delovi *(arcs)*. Osim modela uzemljivača, korisnik unosi u program i potencijalnu veličinu struje kvara, debljinu i otpor nasutog zaštitnog sloja (ukoliko ga ima), težinu tela i vreme izlaganja kvaru.
Primenom matričnih tehnika i metoda izračunava se ekvivalentni otpor prethodno formiranog uzemljivača. Napon dodira i napon koraka računaju se prema: IEEE Standard 80-2000. Rezultati primenjenih simulacija mogu se grafički prikazati dvodimenzionalno ili trodimenzionalno, što olakšava procenu bezbednosti osoblja. Formiran uzemljivač upotrebom ovog softvera prikazan je na slici 7, a rezultati proračuna za opisani uzemljivač stuba, čija je skica prikazana na slici 4, su prikazani na slici 8.



Slika 7. Uzemljivač u dvodimenzionalnom prikazu



Slika 8. Rezultati dobijeni upotrebom profesionalnog softvera

5. POREĐENJE REZULTATA

U tabeli 1 prikazana je uporedna analiza relevantnih vrednosti dobijenih upotrebom programa realizovanog pomoću MATLAB paketa i upotrebom profesionalnog softvera. Iz tabele je uočljivo da su rezultati proračuna bliskih vrednosti. Rezultati se dobijaju relativno brzo - Profesionalni softver 2s, kreirani softver 10 s. Razlika postoji jer program Matlab utroši više vremena za crtanje 3D grafika sitnijim korakom.

Tabela 1. Rezultati dobijeni upotrebom programa

	Program realizovan upotrebom MATLAB paketa	Profesionalni softver	Procentualna razlika u odnosu na profesionalni softver[%]
Otpornost rasprostiranja uzemljivača [Ω]	2,289	2,214	+3,39
Napon uzemljivača [kV]	3,307	3,025	+9,32
Minimalni napon dodira [kV]	0,628	0,568	+10,56
Maksimalan napon koraka [kV]	0,226	0,380	-40,53

6. ZAKLJUČAK

U radu je izložen opis programa za proračun uzemljivača dalekovodnog stuba postavljenog u homogenom tlu, zajedno sa svim njegovim funkcijama i matematičkim modelom. Detaljno su objašnjene jednačine pomoću kojih se dolazi do rezultata željenog proračuna. Omogućeno je da korisnik unese ulazne parametre u vidu struje koja se odvodi u tlo preko uzemljivača i specifične otpornosti tla. Program izračunava karakteristične veličine uzemljivača za unete vrednosti parametra. Izvršeno je poređenje programa sa profesionalnim softverom. Testiranje je pokazalo da program daje zadovoljavajuće rezultate i za otpor rasprostiranja i za napone dodira i koraka, a samim tim i za raspodelu potencijala, kako u ravni, tako i duž pravca. Treba napomenuti da profesionalni softver ima veći broj opcija od kojih je jedna i mogućnost podešavanja više sistema uzemljenja. Treba skrenuti pažnju da je razvijeni model uzemljivača specijalizovan za struju zemljospoja u elektroenergetskom sistemu. Nije predviđen za atmosferska pražnjenja jer bi se u tom slučaju morale uzeti u obzir induktivnosti i kapacitivnosti elemenata uzemljivača. Time bi se dobila ofgovarajuća udarna impedansa uzemljivača. Takođe, Profesionalni program ima mogućnost proračuna ako je zemljište nehomogeno, dok realizovani program podrazumeva da je tlo homogeno.

LITERATURA

[1] Z. Stojković: Projektovanje pomoću računara u elektroenergetici – primena programskih alata, Monografija, Akademska misao, Beograd, 2009.
[2] Z. Stojković, J. Mikulović, Z. Stojanović, Praktikum iz softverskih alata u elektroenergetici, Akademska misao, Beograd, 2006.
[3] J. Nahman, Uzemljenje neutralne tačke distributivnih mreža, Naučna knjiga, Beograd, 1980.
[4] J. Nahman, V. Mijailović, Razvodna postrojenja, Akademska misao, Beograd, 2015.
[5] J. Nahman, V. Mijailović, Odabrana poglavlja iz visokonaponskih postrojenja, Akademska misao, Beograd, 2002.

Broj rada: R2-02

ZAŠTITA OD INDIREKTNOG NAPONA DODIRA NA LOKACIJAMA RADIO BAZNIH STANICA OPERATERA MOBILNE TELEFONIJE BEZ UPOTREBE ZAŠTITNIH UREĐAJA DIFERENCIJALNE STRUJE

PROTECTION AGAINST INDIRECT TOUCH VOLTAGE AT RADIO BASE STATION LOCATIONS OF MOBILE TELEPHONY OPERATORS WITHOUT USE OF DIFFERENTIAL CURRENT PROTECTION DEVICES

Nikola Radović, DOO Montecontrol, Crna Gora*
Ivan Vujović, Univerzitet u Beogradu-Elektrotehnički fakultet, Republika Srbija

KRATAK SADRŽAJ

U ovom radu je, na osnovu rezultata mjerenja impedanse petlje kvara prema nultom provodniku i prema zemlji, na velikom broju lokacija radio baznih stanica (RBS), prikazana efikasnost zaštite od indirektnog napona dodira bez korišćenja zaštitnih uređaja diferencijalne struje (ZUDS). Lokacije RBS-ova su, u velikom broju slučajeva, teško pristupačne, veoma udaljene od transformatorskih stanica: 10/0,4 kV/kV, pa ja obezbjeđivanje napajanja električnom energijom na ovim lokacijama pravi izazov. Samim tim je i realizacija zaštite od indirektnog napona dodira, bez upotrebe ZUDS, takođe veliki izazov. Upotreba ZUDS sa strujom greške od 30 mA obezbjeđuje zaštitu od indirektnog napona dodira efikasniju od svih drugih načina realizacije ove zaštite, ali sam uređaj često reaguje i kada je električna instalacija ispravna, dok su na lokaciji izražene grmljavinske aktivnosti. Ispadi napajanja RBS-ova koji se dešavaju usljed navedenih okolnosti predstavljaju veliki problem. Zbog položaja, visine i nadvišenja lokacija RBS-ova u odnosu na ostale prostore, sa tih se lokacija postiže najbolja pokrivenost signalom operatera mobilne telefonije, pa je potreba za smanjenjem vremena nefunkcionalnosti RBS-ova od velike važnosti.

Ključne riječi: radio bazna stanica, zaštitni uređaj diferencijalne struje, uzemljivač, impedansa petlje kvara, indirektni napon dodira

ABSTRACT

In this paper, based on the results of measuring the impedance of the fault loop to the neutral conductor and to the ground, at many radio base station (RBS) locations, the effectiveness of protection against indirect contact voltage without the use of differential current protective devices (DCPDs) is shown. The locations of RBS are, in many cases, difficult for access, very far from transformer stations: 10/0.4 kV/kV, so providing power supply at these locations is a real challenge. Therefore, the implementation of protection against indirect contact voltage, without the use of DCPDs, is also a big challenge. The use of DCPD with an error current of 30 mA provides protection against indirect touch voltage more efficiently than any other ways of realizing this protection, but the device itself often reacts even when the electrical installation is correct, while there are strong lightning activities at the location. Power outages of RBSs that occur due to the above circumstances represent a big problem. Due to the position, height and elevation of the RBS locations in relation to other areas, the best signal coverage of mobile telephony operators is achieved from these locations, so the need to reduce the non-functioning time of the RBS is of great importance.

Key words: radio base station, differential current protection device, grounding, fault loop impedance, indirect touch voltage

1. UVOD

Efikasna zaštita automatskim isključenjem napajanja samo upotrebom automatskih osigurača, bez primjene ZUDS uređaja, teško je ostvariva, pogotovu na ruralnim lokacijama. Razlog za to leži u činjenici da je na većini

* Nikola Radović: n.radovic@ymail.com; Ivan Vujović: vi205041p@student.etf.bg.ac.rs

posmatranih lokacija primijenjen TT sistem zaštite [1]. Ovo je posljedica načina napajanja prvih telekomunikacionih objekata, koji su bili priključivani na nadzemne niskonaponske mreže, izvedene neizolovanim provodnicima. U takvim mrežama, prema tada važećim tehničkim propisima [2], definisani su strožiji uslovi za primjenu nulovanja, koji podrazumijevaju višestruko uzemljenje nultog provodnika duž mreže, uključujući uzemljenje na krajevima radijalnih ogranaka, i na određenim rastojanjima. Zbog složenosti ispunjavanja ovih uslova u praksi, nulovanje se na ovakvim objektima često nije primjenjivalo, već je dominantno korišćen TT sistem zaštite. Ova praksa je u velikoj mjeri zadržana i danas, iako se savremene nadzemne mreže izvode samonosivim kablovskim snopovima (SKS), za koje važe povoljniji uslovi, slični kao kod podzemnih kablovskih mreža. Zbog toga će, u ovom radu, biti analizirana mogućnost primjene zaštite automatskim isključenjem napajanja u TN-C-S sistemu. U ovom slučaju, vrijednost impedanse petlje kvara prema zemlji bila bi jednaka onoj izmjerenoj vrijednosti prema nultom provodniku, pa će biti izvršeno upoređivanje izmjerene vrijednosti impedanse petlje kvara prema nultom provodniku sa graničnim vrjednostim impedanse petlje kvara datim u tabeli 1 [1] za iste primijenjene osigurače i dozvoljeno vrijeme reagovanja.

Pored navedenog, u ovom radu su razmatrane i alternativne mjere zaštite predviđene standardom [3], koje se mogu primijeniti u slučajevima kada nije moguće postići efikasnu zaštitu automatskim isključenjem napajanja u TN i TT sistemima, bez upotrebe ZUDS.

Tabela 1. Struje djelovanja osigurača za navedeno vrijeme

Karakteristika i nazivna struja osigurača (A)	Dozvoljeno vrijeme reagovanja (s)	Struja reagovanja (A)	Dozvoljena vrijednost impedanse petlje kvara Zs = Uo/Ia (Ω)
B 16	0,4	80	2,89
B 16	5	80	2,89
C 16	0,4	160	1,44
C 16	5	86,4	2,67
B 20	0,4	100	2,31
B 20	5	100	2,31
C 20	5	108	2,14

2. ANALIZA VRIJEDNOSTI IMPEDANSI PETLJE KVARA AKO BI BIO PRIMIJENJEN TN-C-S SISTEM ZAŠTITE

Izvršena su mjerenja impedanse petlje kvara na 506 lokacija RBS, od toga je u urbanim područjima 217 (42,88 %) lokacija, dok je ruralnih lokacija 289 (57,12 %) [1].

Tabela 2. Analiza izmjerenih vrijednosti impedansi petlje kvara prema nuli, koje bi u sistemu TN-C-S bile jednake vrijednostima impedansi petlje kvara prema zemlji, za RBS koje se napajaju sa osigurača B 20 A

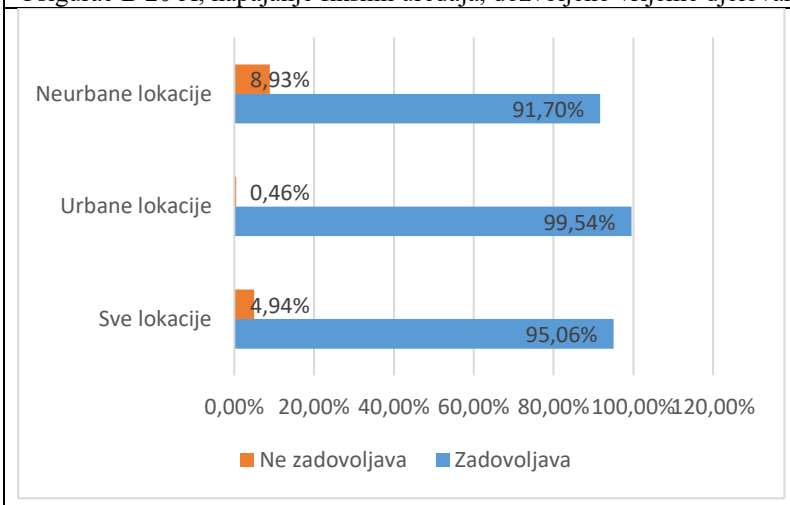
Osigurač B 20 A, napajanje fiksnih uređaja, dozvoljeno vrijeme djelovanje 5 s	
	Sve lokacije: Zadovoljava zaštita na 481 lokacija (95,06%) Ne zadovoljava zaštita na 25 lokacija (4,94%)
	Urbane lokacije: Zadovoljava zaštita na 216 lokacija (99,54%) Ne zadovoljava zaštita na 1 lokaciji (0,46%)
	Ruralne lokacije: Zadovoljava zaštita na 265 lokacija (91,7%) Ne zadovoljava zaštita na 24 lokacije (8,93%)

Tabela 3. Analiza izmjerenih vrijednosti impedansi petlje kvara prema nuli, koje bi u sistemu TN-C-S bile jednake vrijednostima impedansi petlje kvara prema zemlji, za RBS koje se napajaju sa osigurača C 20 A

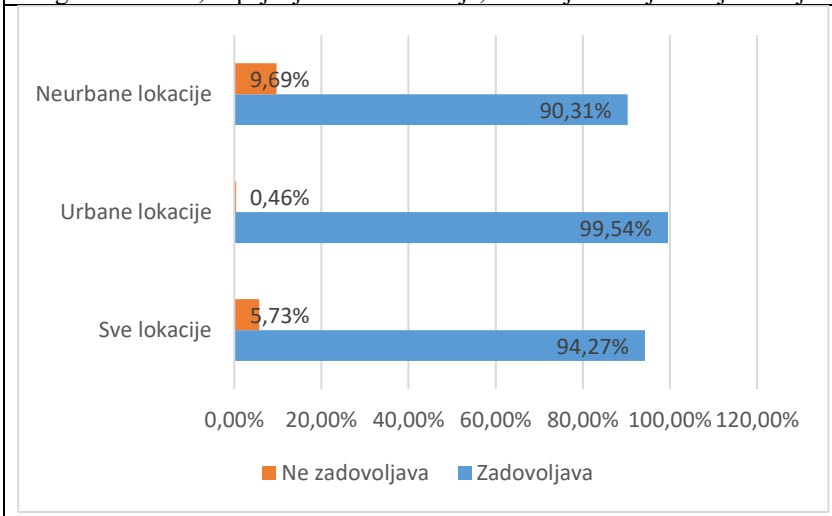
Osigurač C 20 A, napajanje fiksnih uređaja, dozvoljeno vrijeme djelovanje 5 s	
	Sve lokacije: Zadovoljava zaštita na 477 lokaciji (94,27%) Ne zadovoljava zaštita na 29 lokacija (5,73%)
	Urbane lokacije: Zadovoljava zaštita na 216 lokacija (99,54%) Ne zadovoljava zaštita na 1 lokaciji (0,46%)
	Ruralne lokacije: Zadovoljava zaštita na 261 lokaciji (90,31%) Ne zadovoljava zaštita na 28 lokacija (9,69%)

Tabela 4. Analiza izmjerenih vrijednosti impedansi petlje kvara prema nuli, koje bi u sistemu TN-C-S bile jednake vrijednostima impedansi petlje kvara prema zemlji, za RBS koje se napajaju sa osigurača B 16 A, kao i za servisne priključnice jer je ista struja potrebna za reagovanje zaštite i za 0,4 s i za 5 s

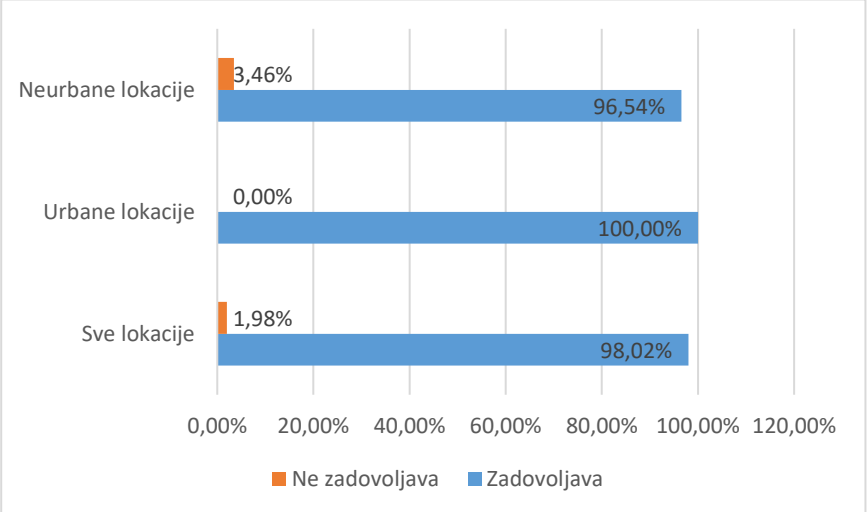
Osigurač B 16 A, napajanje fiksnih uređaja, dozvoljeno vrijeme djelovanja 5s napajanje servisnih priključnica, dozvoljeno vrijeme djelovanje 0,4 s	
	Sve lokacije: Zadovoljava zaštita na 496 lokacija (98,02%) Ne zadovoljava zaštita na 10 lokacija (1,98%)
	Urbane lokacije: Zadovoljava zaštita na 217 lokacija (100,00%) Ne zadovoljava zaštita na 0 lokacija (0,0%)
	Ruralne lokacije: Zadovoljava zaštita na 279 lokacija (96,54%) Ne zadovoljava zaštita na 10 lokacija (3,46%)

Tabela 5. Analiza izmjerenih vrijednosti impedansi petlje kvara prema nuli, koje bi u sistemu TN-C-S bile jednake vrijednostima impedansi petlje kvara prema zemlji, za RBS koje se napajaju sa osigurača C 16 A

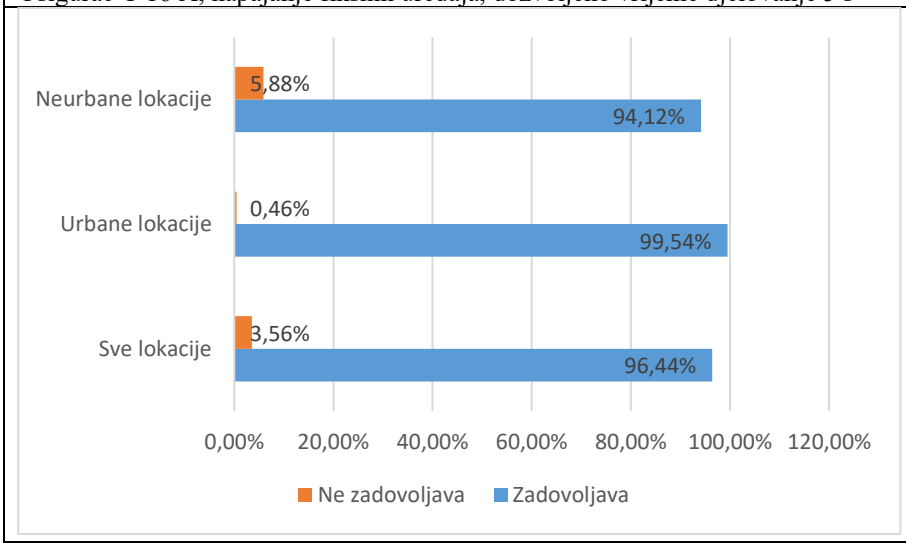
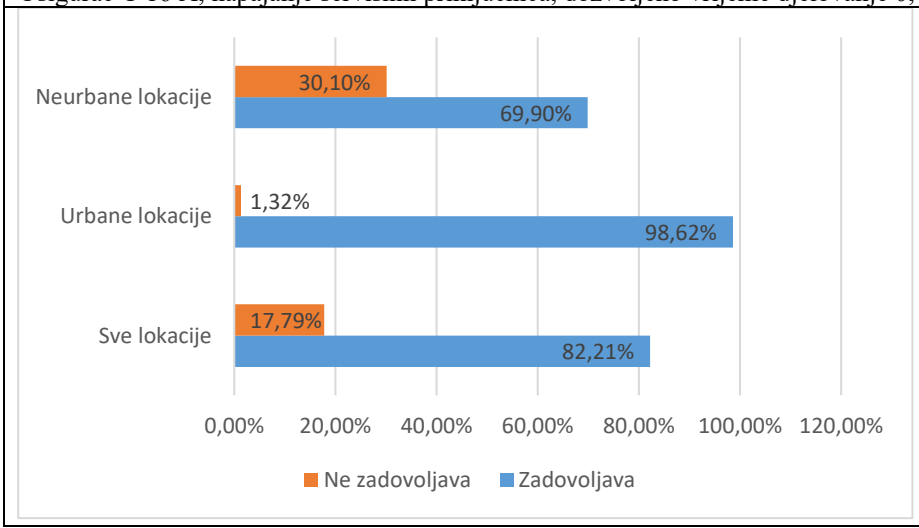
Osigurač C 16 A, napajanje fiksnih uređaja, dozvoljeno vrijeme djelovanje 5 s	
	Sve lokacije: Zadovoljava zaštita na 488 lokacija (96,44%) Ne zadovoljava zaštita na 18 lokacija (3,56%) Urbane lokacije: Zadovoljava zaštita na 216 lokacija (99,54%) Ne zadovoljava zaštita na 1 lokaciji (0,46%) Ruralne lokacije: Zadovoljava zaštita na 272 lokacije (94,12%) Ne zadovoljava zaštita na 17 lokacija (5,88%)

Tabela 6. Analiza izmjerenih impedansi petlje kvara prema nuli, koje bi u sistemu TN-C-S bile jednake vrijednostima impedansi petlje kvara prema zemljii za servisne priključnice koje se napajaju sa osigurača C 16 A

Osigurač C 16 A, napajanje servisnih priključnica, dozvoljeno vrijeme djelovanje 0,4 s	
	Sve lokacije: Zadovoljava zaštita na 416 lokacija (82,21%) Ne zadovoljava zaštita na 90 lokacija (17,79%) Urbane lokacije: Zadovoljava zaštita na 214 lokacija (98,62%) Ne zadovoljava zaštita na 3 lokacije (1,38%) Ruralne lokacije: Zadovoljava zaštita na 202 lokacije (69,9%) Ne zadovoljava zaštita na 87 lokacija (30,1%)

Analizom izmjerenih vrijednosti impedansi petlje kvara uočljivo je da TN-C-S sistem obezbjeđuje visok nivo zaštite, u većini slučajeva (94 - 98%) i bez upotrebe ZUDS, pri čemu su ograničenja dominantno vezana za velike vrijednosti impedanse u ruralnim i planinskim područjima, dok izbor karakteristike zaštitnog uređaja ima sekundarni uticaj. Analiza TN-C-S sistema za različite karakteristike zaštitnih uređaja pokazuje da procenat zadovoljenja uslova automatskog isključenja opada sa povećanjem nazivne struje osigurača. Najbolji rezultati ostvareni su za osigurač B 16 A (~98%), dok najlošiji rezultati odgovaraju osiguraču C 20 A (~94,5%). Promjena vremena isključenja sa 0,4 s na 5 s ne dovodi do značajnog poboljšanja rezultata, što ukazuje da je dominantan faktor zaštite vrijednost impedanse petlje kvara, a ne vremenska karakteristika zaštite.

3. OSTALE MJERE ZAŠTITE OD ELEKTRIČNOG UDARA PROPISANE STANDARDOM

Zaštita od električnog udara automatskim isključenjem napajanja, bez upotrebe ZUDS, u TT sistemu, je teško ostvariva [1], dok je u TN sistemima lako ostvariva. Međutim, i u TN-C-S sistemu postoji određeni broj lokacija na kojima zaštita bez upotrebe ZUDS nije ostvariva i to zbog udaljenosti trafostanica od same lokacije. Za rješenje tog problema navedenim standardom [3] predviđeno je da ako se automatsko prekidanje ne može obaviti u

zahtijevanom vremenskom okviru, mora se obezbijediti dodatno izjednačenje potencijala. Dodatno izjednačenje potencijala mora da obuhvati sve istovremeno dostupne izložene provodne djelove nepokretne opreme i strane provodne djelove, uključujući, kada je to moguće, glavnu metalnu armaturu armiranog betona u konstrukciji. Sistem zaštitnog izjednačenja potencijala mora da se poveže sa zaštitnim provodnicima cjelokupne opreme, uključujući i one u priključnicama. Za provjeru ovakvog sistema, kada postoji sumnja u vezi sa efikasnošću dodatnog izjednačenja potencijala, predviđen je uslov da otpornost R između istovremeno izloženih provodnih djelova i stranih provodnih djelova mora biti: $R \leq 50V/Ia$ za naizmjenične sisteme, gdje je Ia struja djelovanja prekostrujnog zaštitnog uređaja (automatskog osigurača) u amperima koja obezbjeđuje djelovanje uređaja u roku od 5 s. Maksimalno dozvoljeni otpor između istovremeno dostupnih provodnih djelova (npr. dva susjedna uređaja) pri kojem je zadovoljen uslov dodatnog zaštitnog izjednačenja potencijala za osigurače koji su navedeni u prethodnoj analizi su dati u tabeli 8.

Tabela 8. Maksimalno dozvoljeni otpor između istovremeno dostupnih provodnih djelova pri kome je zadovoljen uslov dodatnog zaštitnog izjednačenja potencijala

Osigurač	Ia (A), 5s	R (Ω)
B 16 A	80	0,625
C 16 A	86,4	0,579
B 20 A	100	0,5
C 20 A	108	0,463

Ove vrijednosti maksimalno dozvoljenog otpora su proračunski lako ostvarive primjenom provodnika za izjednačenje potencijala većih presjeka (npr. 16 mm², 25 mm², 35 mm²). Međutim, u praksi ih je teže postići zbog uticaja prelaznih otpora na spojevima i kvaliteta izvedbe instalacija. Zbog toga se dodatno zaštitno izjednačenje potencijala ne može unaprijed pouzdano garantovati projektnom dokumentacijom kao osnovna mjera zaštite od električnog udara, već se njegova efikasnost može potvrditi isključivo mjerenjem i ispitivanjem izvedene instalacije. Ukoliko se prilikom ispitivanja električne instalacije utvrdi da uslov zaštite automatskim isključenjem napajanja (npr. preko impedanse petlje kvara) nije zadovoljen, ne može se odmah zaključiti da zaštita od električnog udara nije obezbijeđena. U tom slučaju je potrebno provjeriti postojanje i efikasnost dodatnog zaštitnog izjednačenja potencijala. Ako izmjerena vrijednost otpornosti između istovremeno dostupnih provodnih djelova ne prelazi vrijednosti definisane u tabeli 8, zaštita se može smatrati zadovoljenom primjenom ove dopunske mjere. U suprotnom, mjere zaštite od električnog udara na posmatranoj lokaciji nijesu zadovoljene.

Jedna od mjera zaštite od električnog udara predviđena navedenim standardom [3] jeste primjena IT sistema napajanja. Ova mjera je naročito pogodna za primjenu na ruralnim i teško pristupačnim lokacijama jer, u slučaju prvog kvara izolacije, ne dolazi do automatskog isključenja napajanja, čime se obezbjeđuje kontinuitet rada potrošača, u ovom slučaju RBS. Pri pojavi prvog kvara u IT sistemu dolazi do smanjenja otpora izolacije prema zemlji, ali sistem ostaje u pogonu. Tek u slučaju drugog kvara može doći do pojave struje kratkog spoja i djelovanja zaštitnih uređaja. Iz tog razloga, pravovremena detekcija prvog kvara predstavlja ključni uslov za bezbjedan rad sistema. U tu svrhu primjenjuju se uređaji za nadzor izolacije (IMD), koji kontinuirano prate stanje izolacije sistema prema zemlji. Na postojećim lokacijama gdje je primijenjen IT sistem nadzornici izolacije nijesu uvijek instalirani, što može predstavljati značajan nedostatak sa aspekta bezbjednosti i pouzdanosti. Savremeni nadzornici izolacije, pored lokalne svjetlosne i zvučne signalizacije, omogućavaju i daljinsku komunikaciju sa nadzornim centrima (NOC), čime se obezbjeđuje pravovremena detekcija i dijagnostika kvarova. Na taj način omogućava se optimizacija održavanja, jer nije neophodno trenutno reagovati pri pojavi prvog kvara izolacije. Umjesto hitne intervencije, kvar se može evidentirati i analizirati putem nadzornog sistema, a njegovo otklanjanje planirati u okviru redovnog ili preventivnog održavanja. Time je omogućeno saniranje prvog kvara prije pojave drugog kvara, čime se izbjegava isključenje napajanja i potencijalno opasno stanje. Ugradnjom nadzornika izolacije obezbjeđuje se potpuna funkcionalnost IT sistema zaštite, jer bez njihove primjene prvi kvar može ostati neprimijećen i dovesti do ugrožavanja bezbjednosti pri pojavi drugog kvara. Takođe, savremeni sistemi nadzora doprinose smanjenju broja hitnih intervencija i ukupnih troškova održavanja, uz povećanje pouzdanosti rada elektroenergetskog sistema.

4. ZAKLJUČAK

Analiza je pokazala da se problem obezbjeđenja zaštite od električnog udara bez primjene ZUDS može uspješno riješiti prelaskom sa TT sistema na TN-C-S sistem. Ovakav pristup omogućava ostvarivanje uslova zaštite automatskim isključenjem napajanja u velikom procentu slučajeva (preko 94%), čime se TN-C-S sistem nameće kao znatno povoljnije rješenje za lokacije RBS, posebno imajući u vidu savremeni način izvođenja distributivnih mreža upotrebom SKS.

U slučajevima gdje nije moguće ostvariti efikasnu zaštitu automatskim isključenjem napajanja, navedeni standard predviđa primjenu dodatnog zaštitnog izjednačenja potencijala. Proračunske vrijednosti maksimalno dozvoljenog otpora između istovremeno dostupnih provodnih dijelova moguće je relativno lako zadovoljiti primjenom provodnika većih presjeka, međutim, u praksi njihovo postizanje zavisi od kvaliteta izvedbe spojeva i kontaktnih površina, te se efikasnost ove mjere može potvrditi isključivo mjerenjem i ispitivanjem izvedene instalacije.
Takođe, u cilju dodatnog unapređenja bezbjednosti, preporučuje se selektivna primjena ZUDS na strujnim krugovima kod kojih kontinuitet napajanja nije od presudnog značaja, kao što su servisne priključnice i rasvjeta. Na ovaj način moguće je obezbijediti visok nivo zaštite od električnog udara na tim dijelovima instalacije, bez ugrožavanja pouzdanosti rada RBS. Istovremeno, za napajanje RBS kao fiksnih potrošača opravdano je zadržavanje zaštite putem prekostrujnih zaštitnih uređaja odgovarajućih karakteristika (npr. B 20 A i C 20 A), uz mogućnost primjene uređaja nižih nazivnih struja (npr. B 16 A) za potrošače kod kojih je to tehnički prihvatljivo.
Kao alternativna mjera zaštite, posebno pogodna za ruralne i teško pristupačne lokacije, može se primijeniti IT sistem zaštite. Prednost ovog sistema ogleda se u tome što pri pojavi prvog kvara izolacije ne dolazi do prekida napajanja, čime se obezbjeđuje kontinuitet rada RBS. Međutim, za bezbjedan rad ovakvog sistema neophodna je primjena nadzornika izolacije, koji omogućavaju pravovremenu detekciju prvog kvara.
Na osnovu svega navedenog može se zaključiti da je za obezbjeđenje pouzdane i efikasne zaštite od električnog udara na lokacijama RBS, bez primjene ZUDS, neophodno kombinovati više mjera zaštite. Kao najefikasnije rješenje izdvajaju se primjena TN-C-S sistema zaštite, uz dodatno izjednačenje potencijala, kao i primjena IT sistema sa odgovarajućim nadzorom izolacije u specifičnim uslovima eksploatacije.

LITERATURA

[1] N. Radović, I. Vujović, “Analiza načina ostvarivanja zaštite od indirektnog napona dodira na lokacijama radio baznih stanica operatera mobilne telefonije“, II savjetovanje o distributivnim mrežama Crne Gore, CIRED Crna Gora, Bečići, 2026
[2] “Pravilnik o tehničkim normativima za zaštitu niskonaponskih mreža i pripadajućih transformatorskih stanica“, “Službeni list SFRJ“, br. 13/78 i “Službeni list SRJ“, br. 37/95
[3] Standard: “MEST EN 60364-4-41:2021 Zaštita radi ostvarivanja bezbjednosti - zaštita od električnog udara“, 2021

Broj rada: R2-03

ANALIZA NAČINA OSTVARIVANJA ZAŠTITE OD INDIREKTNOG NAPONA DODIRA NA LOKACIJAMA RADIO BAZNIH STANICA OPERATERA MOBILNE TELEFONIJE

ANALYSIS OF THE METHODS FOR ACHIEVING PROTECTION AGAINST AN INDIRECT TOUCH VOLTAGE AT LOCATIONS OF RADIO BASE STATIONS OF MOBILE PHONE OPERATORS

Nikola Radović, DOO Montecontrol, Crna Gora
Ivan Vujović, Univerzitet u Beogradu-Elektrotehnički fakultet, Republika Srbija

KRATAK SADRŽAJ

U radu je opisan način realizacije zaštite od električnog udara na lokacijama radio baznih stanica (RBS) korišćenjem zaštitnog uređaja diferencijalne struje (ZUDS). Objašnjen je način kako ovaj uređaj reaguje i navedeni problemi koji se mogu javiti tokom njegovog rada. Na nekim lokacijama RBS u Crnoj Gori je zabilježeno i električno premošćavanje ZUDS. U International electrotechnical commission (IEC) standardima opisani su načini realizacije zaštite od indirektnog napona dodira. Standardi definišu i tipove uzemljivačkih sistema, maksimalne brojne vrijednosti impedanse petlje kvara i vremena isključenja prekostrujnih zaštitnih uređaja, odnosno automatskih osigurača, zavisno od tipa. Tehničkim pregledom i ispitivanjima velikog broja lokacija RBS na različitim mjestima u Crnoj Gori ustanovljeni su određeni obrasci u načinu realizacije sistema zaštite od električnog udara koji su, u vidu tabela, prikazani u ovom radu.

Ključne riječi: radio bazna stanica, zaštitni uređaj diferencijalne struje, uzemljivač, impedansa petlje kvara, indirektni napon dodira

ABSTRACT

Paper describes the method of realizing protection against electric shock at the locations of radio base stations (RBS) using differential current protective device (DCPD). The way this device reacts and the problems that may occur during its operation are explained. At some locations of RBS in Montenegro, electrical bypass of DCPD has been recorded. The International Electrotechnical Commission (IEC) standards describes ways of realizing protection against indirect touch voltage. Standards also defines types of the grounding systems, maximum values of fault loop impedance and the tripping time of overcurrent protection devices, i.e. automatic fuses, depending on the type. Through the technical inspection and tests of many RBS locations on various places in Montenegro, certain patterns were established in the way of implementation of the electric shock protection system, which are presented, in the form of tables, in this paper.

Key words: radio base station, differential current protection device, grounding, fault loop impedance, indirect touch voltage

Kontakt informacije o autorima:
Nikola Radović: n.radovic@ymail.com
Ivan Vujović: vi205041p@student.etf.bg.ac.rs

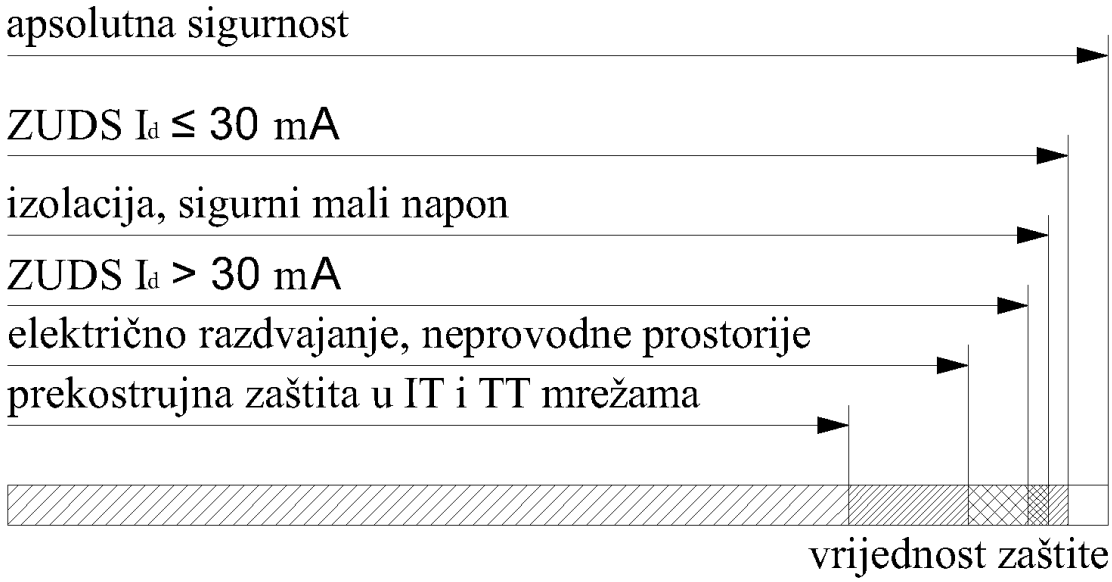
1. UVOD

Heterogenost u distribuciji RBS-a na teritoriji Crne Gore, kao i različite geografske i druge osobine terena na kojima su implementirane uzrokuju to da se realizacija električne zaštite ljudi i opreme razmatra za svaku lokaciju pojedinačno. Od presudne važnosti za izbor zaštite je način na koji je realizovan sistem zaštite od indirektnog napona dodira i kolika je vrijednost izmjerene impedanse petlje kvara.

U prvom dijelu rada prikazane su prednosti korišćenja ZUDS uređaja kao mjere zaštite od električnog udara, kao i uočeni nedostaci njihove primjene na lokacijama RBS. Česti neželjeni ispadi ovih uređaja, čak i u slučajevima kada ne postoji kvar na električnim instalacijama, predstavljaju značajan problem za tehničke ekipe koje održavaju RBS-e. Kako bi bio spriječen prekid u pružanju telekomunikacionih servisa usljed prestanka snabdijevanja uređaja na lokaciji električnom energijom, izazvanog ispadom ZUDS, neophodno je da tehničke ekipe za održavanje intervenišu direktno na lokaciji, često tokom nepovoljnih vremenskih uslova i uz otežan pristup lokacijama RBS u ruralnim područjima.
Nakon analize prednosti i nedostataka primjene ZUDS, u radu su razmotrene mjere zaštite od električnog udara propisane IEC (U Crnoj Gori MEST) standardom [1], kao i mogućnost njihove primjene na lokacijama RBS.
Zatim je u radu izvršena analiza, na osnovu izmjerenih impedansi petlje kvara prema zemlji, na 506 lokacija RBS. Cilj analize je da se utvrdi da li izmjerene vrijednosti zadovoljavaju uslove za efikasnu zaštitu automatskim isključenjem napajanja u TT i TN sistemima koji predstavljaju najčešće korišćene sisteme zaštite na ovim lokacijama. Izvršeno je upoređivanje izmjerenih vrijednosti impedanse petlje kvara sa graničnim vrijednostima koje obezbjeđuju efikasnu zaštitu za najčešće korišćene automatske osigurače (In = 16 A i In = 20 A, karakteristika B i C), za maksimalna vremena isključenja od 0,4 s u strujnim krugovima servisnih priključnica i 5 s za fiksne potrošače - RBS. Na osnovu dobijenih rezultata prikazan je broj i procenat RBS-a na kojima je moguće ostvariti efikasnu zaštitu korišćenjem automatskih osigurača, bez primjene ZUDS, pri čemu je analiza urađena posebno za urbane i ruralne lokacije.

2. ZAŠTITA OD ELEKTRIČNOG UDARA AUTOMATSKIM ISKLJUČENJEM NAPAJANJA UPOTREBOM ZUDS

Osnovna uloga ZUDS je da obezbijede zaštitu od indirektnog napona dodira automatskim prekidanjem napajanja na način što upoređuje struju koja ulazi i izlazi iz instalacije tj. upoređuju struju koja ulazi kroz fazni provodnik sa onom koja se vraća kroz neutralni provodnik. U normalnom režimu rada te dvije struje su jednake, pa uređaj tada ne reaguje. Međutim, ako se desi kvar, tada dio struje ide ka zemlji i dolazi do razlike struje u faznom provodniku od one u neutralnom provodniku. Ukoliko je ta struja veća od nazivne struje greške (u ovoj analizi uzeta je nazivna struja greške od 30 mA), ZUDS reaguje i automatski isključuje napajanje. Na slici 1 [2] slikovito je prikazana upotreba različitih načina zaštite od električnog udara.



Slika 1. Dijagram uporedbe različitih zaštita od električnog udara [2]

Sa slike je uočljivo da se korišćenjem ZUDS sa nazivnom strujom greške od 30 mA obezbjeđuje zaštita koja je najbliža apsolutnoj zaštiti. Međutim, na lokacijama RBS često je takvo stanje da su ZUDS premošteni ili raskačeni (slika 2), jer su se ranije često dešavali ispadi napajanja i onda tehničke ekipe koje održavaju instalacije te uređaje raskače iz sistema zaštite, pri čemu sistem nastavlja da radi, ali je u tom slučaju stepen zaštite od električnog udara veoma smanjen. Ispadi ZUDS na lokacijama RBS se najčešće ne dešavaju zato što postoji kvar na električnim instalacijama, već te ispade može prouzrokovati i atmosfersko pražnjenje, čak i udaljeno nekoliko kilometara od same lokacije. Kada se dogodi atmosfersko pražnjenje nastaje jak prenaponski impuls. Ovaj impuls indukuje napone u dugim vodovima (napojni kablovi, nadzemni vodovi, napojna mreža) i ako se pojavi trenutna neravnoteža

između faze i nule, ZUDS to registruje kao “curenje” struje. Ako je osjetljivost tj. nazivna struja greške ZUDS 30 mA, vrlo kratak impuls struje može uzrokovati isključenje napajanja. Može se desiti i da ZUDS reaguje samo kada se u okolini RBS pojave grmljavinske aktivnosti, ali ne i kada se desi direktni udar groma na samoj lokaciji. To je zato što udaljeni udari prave veće elektromagnetne impulse u kablovima i vodovima nego direktni udar koji se sprovodi kroz gromobranski sistem i uzemljenje.

Slika 2. Premošteni ZUDS

Na primjeru sa slike 2 izvršeno je premošćavanje ZUDS-a koji je opremljen uređajem za automatsko ponovno uključenje (APU). U normalnim uslovima rada, nakon djelovanja ZUDS-a, uređaj za automatski restart ponovo uključuje ZUDS, pod uslovom da kvar na električnoj instalaciji više ne postoji. Sa teorijskog aspekta, ovakvo rješenje predstavlja optimalan vid zaštite od električnog udara jer se koristi ZUDS osjetljivosti 30 mA, uz dodatnu funkcionalnost APU u slučaju prolaznih kvarova. Međutim, u praktičnoj primjeni, uočeni su određeni nedostaci. Naime, broj uzastopnih APU ciklusa je ograničen, te je nakon dostizanja maksimalnog broja ciklusa potrebno izvršiti ručno resetovanje uređaja na lokaciji. Zbog velikog broja intervencija ove vrste, održavanje sistema postaje otežano i neekonomično. Iz tog razloga, u pojedinim slučajevima, tehničko osoblje zaduženo za održavanje RBS pribjegava rješenju premošćavanja ZUDS-a, čime je funkcija zaštite na osnovu diferencijalne struje faktički isključena. Primjer prikazan na slici 2 nije izolovan slučaj.

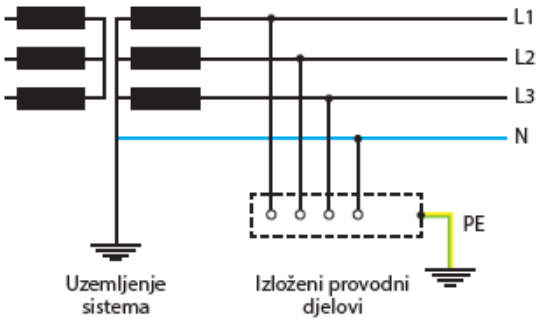
3. MJERE ZAŠTITE OD ELEKTRIČNOG UDARA DEFINISANE MEST STANDARDOM

U MEST standardu [1] su definisani sledeći načini zaštite od električnog udara:

- zaštitne mjere *safety extra-low voltage* (SELV) i *protective extra-low voltage* (PELV) kao izvora niskog napona,
- Zaštitna mjera dvostruke ili pojačane izolacije,
- Zaštitna mjera automatskog prekidanja napajanja,
- Zaštitna mjera električnog odvajanja.

Na lokacijama RBS, obično, postoje sljedeći potrošači: hardverske komponente baznih stanica, servisne priključnice, rasvjetna tijela, klima uređaji i ventilatori, ako je RBS smještena u objektu (obično kontejneru), mada postoje i zidani objekti za smještaj RBS. Spoljašnji kabineti RBS namijenjeni za montažu van objekata u sebi sadrže integrisane uređaje za klimatizaciju i ventilaciju. Radni napon RBS je, obično, -48V DC, pa bi se na osnovu toga moglo zaključiti da su obezbijeđene propisane mjere zaštite od električnog udara jer je u pitanju bezbjedno mali napon. Prema ranije navedenom MEST standardu, gornja granica bezbjedno malog napona iznosi 50 V kod naizmjeničnih sistema, odnosno 120 V kod jednosmjernih sistema. Međutim, RBS ima u sebi integrisan ispravljač koji funkcioniše na naponu od 230 V AC ili se RBS napaja preko eksternog ispravljača koji funkcioniše na naponu od 230 V AC, pa se na samoj lokaciji RBS moraju primjeniti i druge mjere zaštite od električnog udara. Bazne stanice se ne proizvode kao uređaji sa dvostrukom ili pojačanom izolacijom jer imaju fabrički predviđena mjesta za priključenje zaštitnog provodnika (uzemljenja). Zbog toga se ova oprema ne označava simbolom klase II zaštite, usljed čega se na lokacijama RBS ova mjera ne korsiti kao zaštita od električnog udara.
Na lokacijama RBS najčešće se koristi mjera automatskog prekidanja napajanja, i to u TT i TN sistemima zaštite.

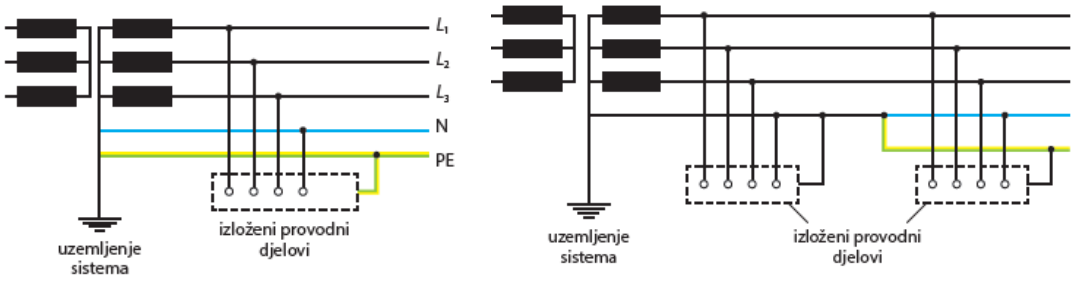
Na slici 3 je prikazan TT sistem zaštite.



Slika 3. Sistem zaštite TT

Kao što se vidi sa slike 3 ovaj sistem karakteriše to što ne postoji direktna veza (veza preko provodnika) uzemljenja objekta sa radnim uzemljenjem trafostanice tj. uzemljenim zvjezdištem transformatora. Veza između ova dva uzemljenja ostvaruje se isključivo preko zemlje, pa je, u ovom sistemu, veća vrijednost impedanse petlje kvara.
Za razliku od TT sistema, u TN sistemima postoji direktna provodna veza između izloženih provodnih djelova u objektu i radnog uzemljenja trafostanice. U zavisnosti od načina ostvarivanja te veze, TN sistem se dijeli na tri podsistema:

- TN-C - u ovom sistemu su zaštitni i neutralni provodnik objedinjeni u jednom *protective earth neutral* (PEN) provodniku kroz cijeli sistem. Ovaj sistem se u savremenoj praksi rijetko primjenjuje u instalacijama niskog napona, te stoga neće biti razmatran u ovom radu,
- TN-S - u ovom sistemu su zaštitni (PE) i neutralni (N) provodnik razdvojeni kroz cijeli sistem. Svi izloženi provodni djelovi povezani su na zaštitni provodnik koji je direktno povezan sa uzemljenim zvjezdištem transformatora, upotrebom posebnog provodnika (slika 4a),
- TN-C-S – u ovom sistemu se, u jednom dijelu mreže, koristi zajednički PEN provodnik, koji se u objektu razdvaja na PE i N provodnik. Nakon razdvajanja, zaštitni provodnik (PE) se povezuje sa uzemljenjem objekta, dok se veza sa uzemljenjem trafostanice ostvaruje preko neutralnog provodnika (N) koji je prethodno bio dio PEN provodnika (slika 4b).



a b

Slika 4 a) TN-S sistem zaštite, b) TN-C-S sistem zaštite

U tabeli 1 dati su uslovi koje impedansa petlje kvara treba zadovoljiti za TN i TT sisteme zaštite [1].

Tabela 1. Uslov koji impedansa petlje kvara mora ispunjavati za TN i za TT sisteme

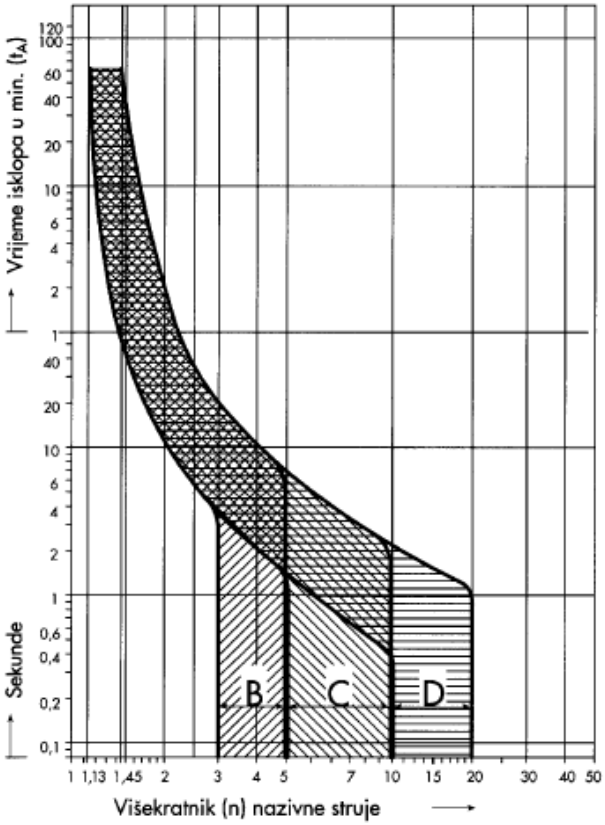
Zahtjevi za automatsko prekidanje u slučaju kvara dati u članovima MEST standarda. Zaštita radi ostvarivanja bezbjednosti – zaštita od električnog udara	
Član 411.4.4. - TN sistem	Član 411.5.4. - TT sistem
Zs x Ia ≤ Uo	Zs x Ia ≤ Uo
Zs - impedasa petlje kvara u omima (Ω) koja se sastoji od: - izvora, - faznog provodnika do tačke kvara, - zaštitnog provodnika između tačke kvara i izvora.	Zs - impedasa petlje kvara u omima (Ω) koja se sastoji od: - izvora, - faznog provodnika do tačke kvara, - zaštitnog provodnika izloženih provodnih dijelova, - provodnika za uzemljenje,

Ia - struja u amperima (A) koja prouzrokuje automatsko djelovanje uređaja za prekidanje u navedenom vremenu. Uo - Nazivni napon, jednosmjerni, ili naizmjenični napon faze prema zemlji, izražen u voltima (V).	- uzemljivača instalacije i - uzemljivača izvora. Ia - struja u amperima (A) koja prouzrokuje automatsko djelovanje uređaja za prekidanje u navedenom vremenu. Uo - Nazivni napon, jednosmjerni, ili naizmjenični napon faze prema zemlji, izražen u voltima (V).

Najduža vremena isključenja za krajnje strujne krugove nazivne struje do 20 A su 0,4 s za TN sisteme zaštite, odnosno 0,2 s za TT sisteme zaštite. Najduža vremena isključenja za fiksne potrošače i rezvodne table iznose 5 s za TN sisteme, odnosno 1 s za TT sisteme. Kada se, kod TT sistema, prekidanje postiže zaštitnim prekostrujnim uređajem, a zaštitno izjednačenje potencijala je povezano sa stranim provodnim djelovima u instalaciji, mogu se primijeniti najduža vremena prekidanja koja važe za TN sisteme [1]. Kako je, u praksi, na lokacijama RBS izvedeno dodatno izjednačenje potencijala, povezivanjem izloženih provodnih djelova opreme na jednu ili više međusobno povezanih sabirnica za izjednačenje potencijala, u daljoj analizi će se koristiti kriterijumi vremena isključenja karakteristični za TN sistem. Shodno tome, pri analizi izmjerenih vrijednosti impedanse petlje kvara, koristiće se sljedeća vremena isključenja:

- 5 s za strujne krugove koji napajaju RBS (fiksni potrošači),
- 0,4 s za strujne krugove servisnih utičnica i rasvjete.

Provjera da li izmjerene vrijednosti impedanse petlje kvara zadovoljavaju navedene uslove biće izvršena uz pretpostavku da se RBS, kao fiksni potrošači, napajaju preko prekostrujnih zaštitnih uređaja (automatskih osigurača) nazivnih struja In = 16 A i In = 20 A, karakteristika B i C i da se servisne utičnice napajaju preko automatskih osigurača nazivne struje In = 16 A, karakteristika B i C. Vrijednosti struja koje obezbjeđuju automatsko isključenje za navedene osigurače određuju se na osnovu dijagrama tipičnih vremensko-strujnih karakteristika osigurača tipa B i C. Na slici 5 [2] prikazan je dijagram karakteristika djelovanja prekostrujnih zaštitnih uređaja-automatskih osigurača zavisno od tipa.



Slika 5. Karakteristike djelovanja prekostrujnih zaštitnih uređaja-automatskih osigurača zavisno od tipa

Na osnovu ovog dijagrama, dobijene su struje automatskih osigurača pri kojima će se desiti isključenje napajanja za traženo vrijeme. Te vrijednosti struja za osigurače koje će biti korišćene u analizi efikasnosti zaštite od električnog udara, na osnovu izmjerenih vrijednosti impedanse petlje kvara, su date u tabeli 2.

Tabela 2. Struje djelovanja osigurača za navedeno vrijeme

Karakteristika i nazivna struja osigurača (A)	Dozvoljeno vrijeme reagovanja (s)	Struja reagovanja (A)	Dozvoljena vrijednost impedanse petlje kvara Zs = Uo/Ia (Ω)
B 16	0,4	80	2,89
B 16	5	80	2,89
C 16	0,4	160	1,44
C 16	5	86,4	2,67
B 20	0,4	100	2,31
B 20	5	100	2,31
C 20	5	108	2,14

4. METODOLOGIJA MJERENJA VRIJEDNOSTI IMPEDANSE PETLJE KVARA

Vrijednosti impedanse petlje kvara mjerene su multifunkcionalnim instrumentom za ispitivanje električnih instalacija. Instrument mjeri impedansu petlje kvara tako što kratkotrajno optereti električni krug poznatom testnom strujom i registruje pad napona koji nastaje u toj petlji.
Prilikom ispitivanja petlje kvara prema nuli, ili prema zemlji, instrument praktično simulira kratki spoj male snage između faznog i neutralnog provodnika (L-N), odnosno između faznog i zaštitnog provodnika (L-PE).
Instrument prvo izmjeri vrijednost mrežnog napona između priključenih tačaka:

- između L i N kod mjerenja vrijednosti impedanse petlje kvara prema nuli,
- između L i PE kod vrijednosti impedanse petlje kvara prema zemlji.

Nakon toga uređaj, veoma kratko vrijeme, uključuje interno opterećenje između odgovarajućih priključaka, pri čemu kroz petlju poteče poznata, testna, struja čija vrijednost zavisi od karakteristika instrumenta.
Kod mjerenja vrijednosti impedanse petlje kvara prema nuli, testna struja prolazi kroz:

- fazni provodnik,
- izvor napajanja,
- neutralni provodnik (N).

Kod mjerenja vrijednosti impedanse petlje kvara prema zemlji, testna struja prolazi kroz:

- fazni provodnik,
- zaštitni provodnik (PE),
- sistem uzemljenja,
- izvor napajanja.

Zbog impedanse vodova, spojeva i transformatora dolazi do pada napona u ispitivanoj petlji čija se vrijednost određuje upotrebom izraza:

$$\Delta U = U_1 - U_2$$

gdje su: U_1- napon prije opterećenja, U_2- napon tokom ispitivanja.
Na osnovu izmjerenog pada napona i testne struje, instrument automatski izračunava vrijednost impedanse petlje kvara, prema:

$$Z = \frac{\Delta U}{I_{test}}$$

gdje su: Z - impedansa petlje kvara, ΔU - izmjereni pad napona tokom ispitivanja, I_{test} - testna struja instrumenta.

5. ANALIZA IZMJERENIH VRIJEDNOSTI IMPEDANSI PETLJE KVARA NA LOKACIJAMA RBS

Izvršena su mjerenja vrijednosti impedanse petlje kvara na 506 lokacija RBS, od toga je u urbanim područjima 217 (42,88 %) lokacija, dok je ruralnih lokacija 289 (57,12 %). Ukoliko je izmjerena vrijednost impadanse petlje

kvara manja od vrijednosti prikazane u tabeli 2, za naznačenu karakteristiku i struju automatskog osigurača, onda su na lokaciji zadovoljeni uslovi zaštite od indirektnog napona dodira, automatskim isključenjem napajanja navednog osigurača, bez upotrebe ZUDS.

Tabela 3. Analiza izmjerenih vrijednosti impedanse petlje kvara prema zemlji za RBS koje se napajaju sa osigurača B 20 A

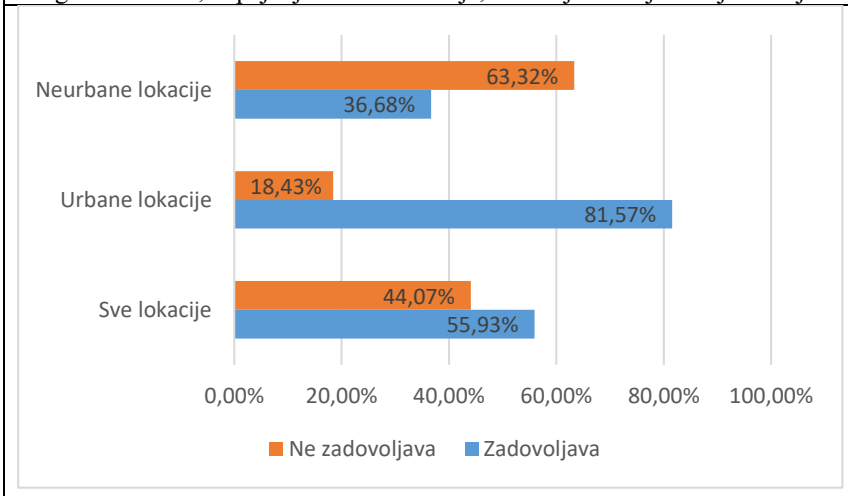
Osigurač B 20 A, napajanje fiksnih uređaja, dozvoljeno vrijeme djelovanje 5 s	
	Sve lokacije: Zadovoljava zaštita na 283 lokacije (55,93%) Ne zadovoljava zaštita na 223 lokacije (44,07%)
	Urbane lokacije: Zadovoljava zaštita na 177 lokacija (81,57%) Ne zadovoljava zaštita na 40 lokacija (18,43%)
	Ruralne lokacije: Zadovoljava zaštita na 106 lokacija (36,68%) Ne zadovoljava zaštita na 183 lokacije (63,32%)

Tabela 4. Analiza izmjerenih vrijednosti impedansi petlje kvara prema zemlji za RBS koje se napajaju sa osigurača C 20 A

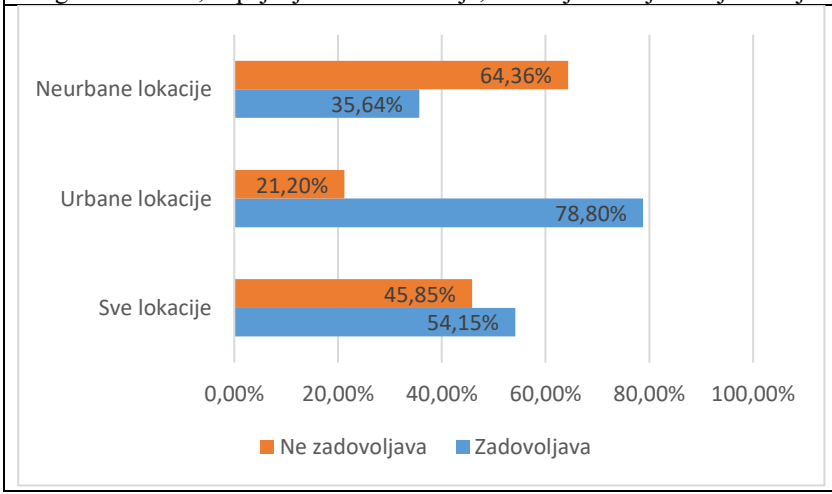
Osigurač C 20 A, napajanje fiksnih uređaja, dozvoljeno vrijeme djelovanje 5s	
	Sve lokacije: Zadovoljava zaštita na 274 lokacije (54,14%) Ne zadovoljava zaštita na 232 lokacije (45,85%)
	Urbane lokacije: Zadovoljava zaštita na 171 lokaciji (78,8%) Ne zadovoljava zaštita na 46 lokacija (21,2%)
	Ruralne lokacije: Zadovoljava zaštita na 103 lokacija (35,64%) Ne zadovoljava zaštita na 186 lokacije (64,36%)

Tabela 5. Analiza izmjerenih vrijednosti impedanse petlje kvara prema zemlji za RBS koje se napajaju sa osigurača B 16 A kao i za servisne priključnice jer je ista struja potrebna za reagovanje zaštite i za 0,4 s i za 5 s

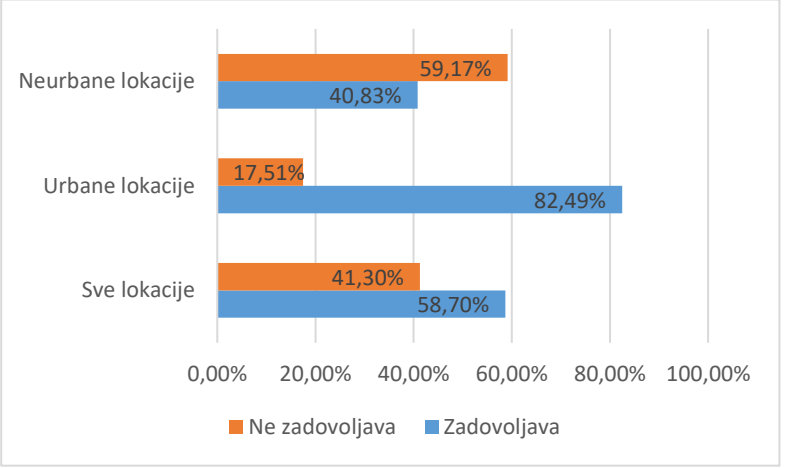
Osigurač B 16 A, napajanje fiksnih uređaja, dozvoljeno vrijeme djelovanje 5 s napajanje servisnih priključnica, dozvoljeno vrijeme djelovanje 0,4 s	
	Sve lokacije: Zadovoljava zaštita na 297 lokacije (58,7%) Ne zadovoljava zaštita na 209 lokacije (41,3%)
	Urbane lokacije: Zadovoljava zaštita na 179 lokacija (82,49%) Ne zadovoljava zaštita na 38 lokacija (17,51%)
	Ruralne lokacije: Zadovoljava zaštita na 118 lokacija (40,83%) Ne zadovoljava zaštita na 171 lokacije (59,17%)

Tabela 6. Analiza izmjerenih vrijednosti impedanse petlje kvara prema zemlji za RBS koje se napajaju sa osigurača C 16 A

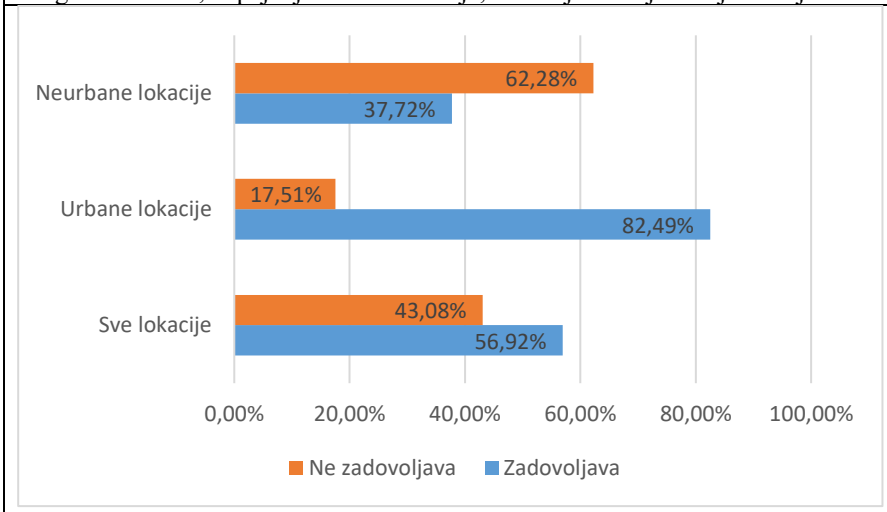
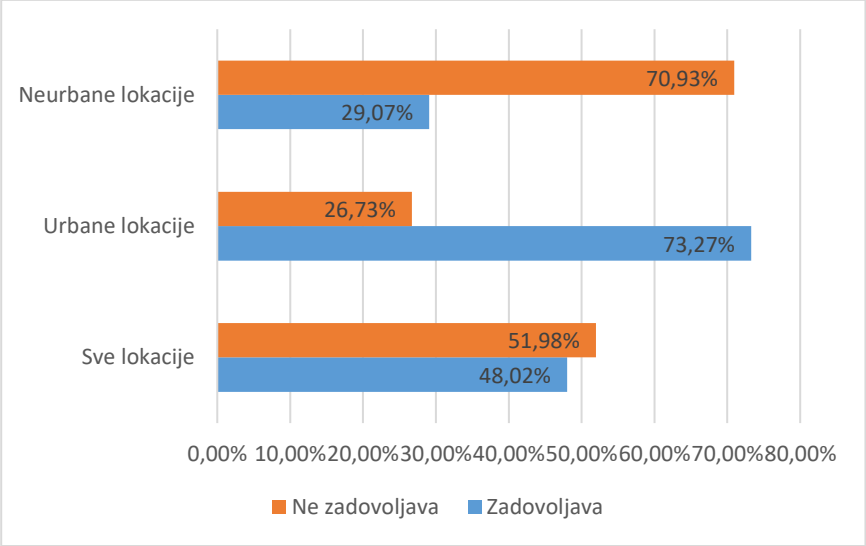
Osigurač C 16 A, napajanje fiksnih uređaja, dozvoljeno vrijeme djelovanje 5 s	
	Sve lokacije: Zadovoljava zaštita na 288 lokacija (56,92%) Ne zadovoljava zaštita na 218 lokacija (43,08%)
	Urbane lokacije: Zadovoljava zaštita na 179 lokacija (82,49%) Ne zadovoljava zaštita na 38 lokacija (17,51%)
	Ruralne lokacije: Zadovoljava zaštita na 109 lokacija (37,72%) Ne zadovoljava zaštita na 180 lokacija (62,28%)

Tabela 7. Analiza izmjerenih vrijednosti impedanse petlje kvara prema zemlji za servisne priključnice koje se napajaju sa osigurača C16 A

Osigurač C 16 A, napajanje servisnih priključnica, dozvoljeno vrijeme djelovanje 0,4 s	
	Sve lokacije: Zadovoljava zaštita na 243 lokacija (48,02%) Ne zadovoljava zaštita na 263 lokacija (51,98%)
	Urbane lokacije: Zadovoljava zaštita na 159 lokacija (73,27%) Ne zadovoljava zaštita na 58 lokacija (26,73%)
	Ruralne lokacije: Zadovoljava zaštita na 84 lokacije (29,07%) Ne zadovoljava zaštita na 205 lokacija (70,93%)

6. ZAKLJUČAK

Na osnovu sprovedene analize izmjerenih vrijednosti impedanse petlje kvara na 506 lokacija RBS u Crnoj Gori može se zaključiti da je primjena zaštite od električnog udara automatskim isključenjem napajanja, bez upotrebe ZUDS, u TT sistemu zaštite, u velikom broju slučajeva, neefikasna, naročito na ruralnim i udaljenim lokacijama. Razlog za to leži u povećanim vrijednostima impedanse petlje kvara koje se pojavljuju zbog udaljenosti lokacija baznih stanica od napojnih tačaka-trafostanica i karakteristika terena, što onemogućava pravovremeno djelovanje prekostrujnih zaštitnih uređaja.

LITERATURA

[1] Standard: "MEST EN 60364-4-41:2021 Zaštita radi ostvarivanja bezbjednosti - zaštita od električnog udara", 2021
[2] Vjekoslav Srb, "Električne instalacije i niskonaponske mreže", Tehnička knjiga Zagreb, 1989

Broj rada: R2-04

PRAĆENJE EMISIJE HARMONIKA U DISTRIBUTIVNOJ MREŽI KORIŠĆENJEM NAPREDNOG MJERNOG SISTEMA

HARMONIC EMISSION MONITORING IN DISTRIBUTION NETWORK USING ADVANCED MEASUREMENT SYSTEM

Aljaž ŠPELKO, Milan Vidmar Electric Power Research Institute, Slovenia*
Anže ZALETEL, Milan Vidmar Electric Power Research Institute, Slovenia
Simon PODKORITNIK, Milan Vidmar Electric Power Research Institute, Slovenia
Klemen SPRUK, Tisa, d.o.o., Slovenia
Mattewos TEFFERI, G&W Electric Co., United States of America

KRATAK SADRŽAJ

Rad predstavlja metodologiju za procjenu emisije harmonika u srednjenaponskim distributivnim mrežama, potkrijepljenu mjerenjima visoke tačnosti i naprednom obradom podataka. Ključni element pristupa je visokoprecizni senzor struje i napona instaliran na nivou od 20 kV (630 A, 21,8 MVA), koji omogućava poboljšane performanse u području viših frekvencija u odnosu na konvencionalne mjerne transformatore, čime se obezbjeđuje pouzdana analiza kvaliteta električne energije i harmonika. Predložena metoda zasniva se na analizi u frekvencijskom domenu mjerenih naponskih i strujnih signala. Implementirana je na prilagođenoj mjernoj platformi koja koristi industrijski kontroler, pri čemu je algoritam za procjenu emisije harmonika programiran tako da omogući obradu u realnom vremenu i direktno izdvajanje rezultata iz terenskih mjerenja. Sistem radi sa frekvencijom uzorkovanja od 100 kHz i vrši FFT analizu svakih 200 ms. Metodologija je verifikovana mjerenjima na dvije lokacije u različitim distributivnim mrežama. Na prvoj lokaciji rezultati su upoređeni sa onima dobijenim korišćenjem konvencionalnog mjernog transformatora, pri čemu su istaknuti izazovi mjerenja kao što je vremenska sinhronizacija. Na drugoj lokaciji primijenjena je metoda zasnovana na IEC standardima za određivanje emisije harmonika i od strane korisnika i od strane mreže. Pristup obuhvata sve ključne elemente za praktičnu procjenu emisije harmonika. Rad se zaključuje prikazom rezultata sa terena, uz naglasak na performanse metode, njene prednosti i ograničenja.

Ključne riječi: emisija harmonika, visoko precizan sensor, napredni mjerni sistem

ABSTRACT

The paper presents a methodology for harmonic emission assessment in medium-voltage distribution networks, supported by high-accuracy measurements and advanced data processing. A key element of the approach is a high-accuracy current and voltage sensor installed at the 20 kV level (630 A, 21.8 MVA), which provides improved performance in the higher-frequency range compared to conventional instrument transformers, enabling reliable power quality and harmonic analysis. The proposed method is based on frequency-domain analysis of measured voltage and current signals. It is implemented on a custom measurement platform using an industrial controller, where the harmonic emission assessment algorithm is programmed to enable real-time processing and direct extraction of results from field measurements. The system operates with a sampling frequency of 100 kHz and performs FFT-based analysis every 200 ms. The methodology is validated through measurements at two locations in different distribution networks. At the first location, results are compared with those obtained using a conventional instrument transformer, highlighting measurement challenges such as time synchronization. At the second location, the IEC-based method is applied to determine both customer and network harmonic emission. The approach includes all key elements for practical harmonic emission assessment. The paper concludes with field results, highlighting method performance, advantages, and limitations.

Key words: harmonic emission, high-accurate sensor, advanced measurement system

* aljaz.spelko@eimv.si, anze.zaletel@eimv.si, simon.podkoritnik@eimv.si, klemen.spruk@gmail.com, mtefferi@gwelec.com

1. INTRODUCTION

Reliable electricity supply is increasingly important due to growing demand and ongoing technological developments in modern power systems. Power electronic devices based on semiconductor components are widely used in industrial facilities, public buildings, and households. While these technologies improve efficiency and controllability, they also introduce harmonic distortion, which can negatively affect power quality and the operation of electrical equipment.

As a result, harmonic distortion has received considerable attention in recent years. The CIGRE/CIRED JWG C4.42 addresses this issue, with particular focus on harmonic emission assessment, which is essential for identifying sources of harmonic distortion in the grid [1].

Conventional inductive instrument transformers are generally not sufficiently accurate in the higher-frequency range, limiting their suitability for advanced harmonic analysis. Therefore, the development and application of advanced measurement sensors capable of accurate measurements over a wider frequency range are increasingly important [1,2]

Within the framework of international collaboration, advanced measurement sensors and a dedicated measurement system were deployed in the medium-voltage distribution networks of Elektro Maribor and Elektro Ljubljana. The objective of this work was to evaluate sensor performance and to develop a flexible measurement platform capable of supporting harmonic emission assessment under real operating conditions.

2. GRID HARMONIC IMPEDANCES

Harmonic impedance is a key parameter in the assessment of harmonic emissions. At the point of common coupling (PCC), the analysis focuses on the grid impedance, which is required to evaluate harmonic current injections. Most harmonic emission assessment methods rely on impedance values at the PCC, which can be classified as either actual or reference harmonic impedances.

Actual harmonic impedance is determined using measurement techniques, which may be either invasive or non-invasive. However, in real power systems, impedance varies continuously and cannot be determined with one value. For this reason, reference harmonic impedances are widely used.

A further reason for using reference impedances is their role in assigning responsibility for harmonic distortion, particularly in the presence of resonances. Responsibility is typically attributed to the side where resonance occurs. Reference grid impedance depends on short-circuit power and is essential for estimating harmonic emission at the PCC caused by grid or customer.

2.1 Actual harmonic impedances

Non-invasive methods estimate harmonic impedance based on natural variations of voltage and current at the PCC caused by normal load changes. These variations are analyzed without introducing disturbances or requiring specialised equipment. A common approach employs regression techniques, such as linear least squares, to estimate grid impedance from measured data. The PCC voltage is expressed as a function of grid impedance, measured current, and background harmonic voltage, with parameters obtained by minimizing modelling errors. Estimation quality is typically evaluated using the coefficient of determination values close to unity indicate high reliability. However, the accuracy decreases when harmonic current levels are low, as the resulting voltage variations become insufficient [1,3,4]

Invasive methods determine impedance by injecting a disturbance signal and measuring the resulting voltage response. One approach involves frequency sweeps, where currents of varying frequency are injected at the PCC. The impedance is then calculated from the difference between voltage and current spectra measured before and during injection. These methods can be classified as passive or active.

Passive invasive methods rely on switching components such as resistors, capacitors, or inductive–capacitive combinations. This produces broadband disturbances that excite multiple frequencies simultaneously. However, the injected energy is distributed across frequencies, resulting in lower accuracy. [1]

Active invasive methods use controlled current sources to inject signals with defined amplitude and frequency. This enables stronger and more targeted excitation, improving accuracy while keeping disturbance energy low. A drawback is the longer measurement duration, although this can be mitigated by using multi-frequency signals.

In invasive methods, impedance is determined as the ratio between changes in harmonic voltage and current. Only the portion of injected current flowing into the network should be considered, as the total current divides between the network and the customer installation.

A key limitation of actual impedance is its continuous variability due to changing grid conditions. Therefore, many assessment methods rely on reference impedances, which provide a simplified and standardized representation.

2.2 Reference harmonic impedances

The reference grid harmonic impedance can be determined:

- based on the short-circuit power and the R/X ratio at the fundamental frequency at the PCC, or
- based on the last significant known impedance in the network, such as a transformer.

At the PCC of a large customer, the short-circuit power is typically known, as it represents the strength of the grid at that point. A higher short-circuit power corresponds to lower grid impedance, whereas a lower short-circuit power corresponds to higher grid impedance. The short-circuit power depends on the absolute value of the impedance between the source supplying the grid and the point where the short-circuit power is calculated, as well as on the supply voltage [1,4,5]
The grid harmonic impedance can be estimated from the R/X ratio using:

$$Z_{grid} = \frac{U^2}{S_k}, L_{grid} = \frac{Z_{grid}}{\omega\sqrt{\left(\frac{R}{X}\right)^2+1}}, R_{grid} = \omega L_{grid} \cdot \frac{R}{X}. \quad (1)$$

where R_{grid} and L_{grid} represent the resistance and inductance of the network impedance. The complex form of the grid harmonic impedance $\underline{Z}_{grid,h}$ is:

$$\underline{Z}_{grid,h} = R_{grid} + j\omega L_{grid} \cdot h, \quad (2)$$

where h represents the harmonic order.
If the PCC is located on the secondary side of a transformer (lower voltage level), the reference grid impedance at the PCC can be approximated by the transformer impedance, as it represents the dominant portion of the network impedance. If the actual grid impedance is known, the fundamental-frequency impedance can be scaled with the harmonic order [1]:

$$\underline{Z}_{grid,h} = R_1 + jX_1 \cdot h. \quad (3)$$

The deviation between the reference and actual ($\underline{Z}_{grid,h}{}^*$) harmonic impedance, $\Delta\underline{Z}_{grid,h}$, can be represented by an additional harmonic voltage source $\Delta\underline{U}_{grid,h}$, connected in series with the existing harmonic voltage source $\underline{U}_{grid,h}{}^*$. This is shown in Figure 1, which illustrates the modification of the network equivalent model. In the final representation, the harmonic voltage source $\underline{U}_{grid,h}$ accounts for both the actual grid harmonic voltage and the deviation introduced by the use of reference impedance, while the network impedance is represented by $\underline{Z}_{grid,h}$ [1,5].

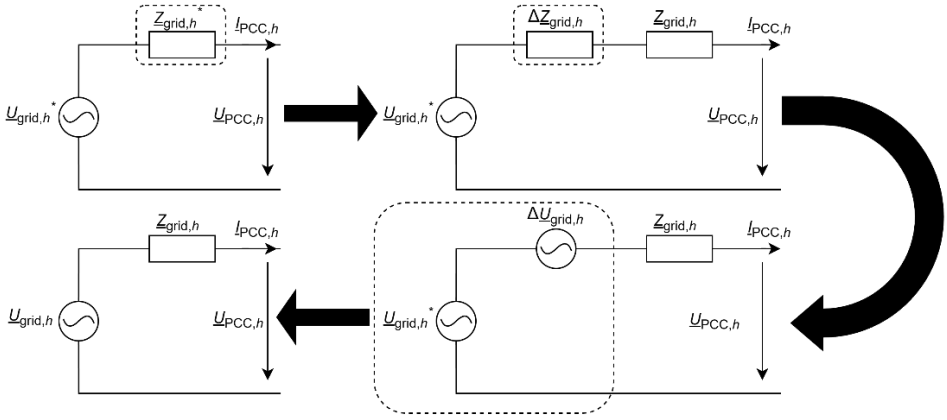


Figure 1: Equivalent model of converting from actual to reference grid impedance.

3. HARMONIC EMISSION MONITORING

This section outlines the overall approach to harmonic analysis, including methods for determining harmonic emission at the PCC, as well as statistical processing and evaluation of measured voltage and current data to ensure reliable and representative results.

3.1 Harmonic emission determination

The IEC voltage phasor method, illustrated in Figure 2, determines harmonic emission by analysing the difference in harmonic voltage distortion at the PCC before and after the connection of a customer equipment. The method is based on the Thevenin equivalent representation of the network shown in Figure 2.

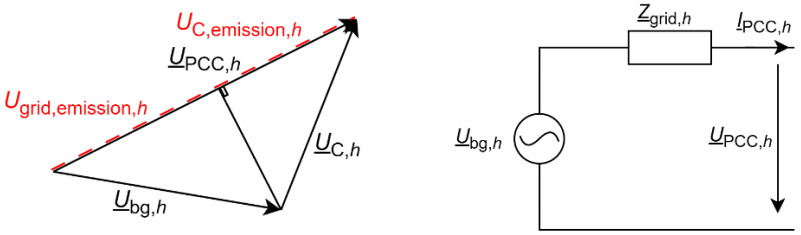


Figure 2: Phasor diagram (left) and Thevenin equivalent model (right).

In this approach, the phasor $\underline{U}_{PCC,h}$ represents the total harmonic voltage measured at the PCC after the customer installation has been connected. The background harmonic voltage, denoted as $\underline{U}_{bg,h}$, corresponds to the harmonic distortion present in the network prior to the customer connection and is equivalent to the system harmonic voltage source $\underline{U}_{source,h}$ in the Thevenin model. The difference between the measured harmonic voltage at the PCC and the background harmonic voltage represents the voltage drop caused by the interaction between the injected harmonic current and the grid impedance. This component is denoted as $\underline{U}_{C,h}$.
The Thevenin equivalent circuit therefore includes two harmonic voltage sources one representing the background harmonic distortion ($\underline{U}_{bg,h}$) and the other corresponding to the measured harmonic voltage at the PCC ($\underline{U}_{PCC,h}$) as well as the grid harmonic impedance $\underline{Z}_{grid,h}$. In practical applications, the grid impedance is usually represented by a reference impedance, since the actual grid impedance is difficult to determine accurately under real operating conditions.
The background harmonic voltage can be estimated directly from measurements at the PCC using:

$$\underline{U}_{bg,h} = \underline{U}_{source,h} = \underline{U}_{PCC,h} - \underline{I}_{PCC,h} \cdot \underline{Z}_{grid,h}. \tag{4}$$

The voltage drop associated with the system impedance represents the portion of the harmonic voltage attributable to the customer installation and can be expressed as:

$$\underline{U}_{C,h} = \underline{U}_{PCC,h} - \underline{U}_{bg,h}. \tag{5}$$

Harmonic emission contributions are determined by projecting these quantities onto the measured PCC voltage phasor. The projection of the background voltage represents the grid harmonic emission, while the projection of the voltage drop corresponds to the customer harmonic emission:

$$U_{grid,emission,h} = |\underline{U}_{bg,h}| \cos(\varphi_{\underline{U}_{PCC,h}} - \varphi_{\underline{U}_{bg,h}}), \tag{6}$$

$$U_{C,emission,h} = |\underline{U}_{C,h}| \cos(\varphi_{\underline{U}_{PCC,h}} - \varphi_{\underline{U}_{C,h}}). \tag{7}$$

If the calculated customer emission $U_{C,emission,h}$ becomes negative, this indicates that the customer equipment reduces the background harmonic distortion. In such cases, the customer emission is set to zero:

$$U_{C,emission,h} = \begin{cases} U_{C,emission,h}, & U_{C,emission,h} \geq 0 \\ 0, & U_{C,emission,h} < 0 \end{cases} \tag{8}$$

3.2 Statistical analysis of harmonic emission

The harmonic analysis of the measured voltage and current signals was determined using the Fast Fourier Transform (FFT). The analysis was performed with a 200 ms window, corresponding to the fundamental time interval commonly used in power quality measurements, and enabling reliable estimation of harmonic components. For each 200 ms interval, the time-domain signals were transformed into the frequency domain, yielding the spectral magnitudes of individual harmonic components. The resulting sequence of harmonic values represents the temporal variation of harmonic distortion over the measurement period.

To obtain representative statistical indicators and reduce the influence of short-term fluctuations, the results were aggregated into 1-minute intervals.
Within each 1-minute interval, the following statistical indicators were calculated:

- mean value (mean), representing the average harmonic magnitude over the interval, and
- 99th percentile (P99), representing the value below which 99 % of the measured samples are located.

The use of statistical indicators provides a robust representation of time-varying power quality quantities. In particular, the 99th percentile is widely used in power quality studies to characterize the upper range of measured values while excluding rare extreme events or measurement disturbances. Such statistical evaluation is consistent with methodologies commonly applied in power quality monitoring and analysis. [6]

4. RESULTS OF MONITORING

Within the framework of international collaboration, a test measurement system was deployed in the medium-voltage distribution networks of Elektro Maribor and Elektro Ljubljana to evaluate advanced measurement solutions under realistic operating conditions. The primary objective was to monitor and assess harmonic emission from connected consumers and to obtain measurement data for validating the applied assessment methods.
The system was initially installed on a feeder in the Elektro Maribor network supplying an industrial consumer, providing representative conditions due to the presence of non-linear loads and varying operating regimes. It was subsequently relocated to the Elektro Ljubljana network for further measurements and analysis.
For medium-voltage measurements is selected the high accuracy combined voltage and current sensor was used [7]. The sensor provides high accuracy over an extended frequency range (up to 100 kHz for voltage and 10 kHz for current), enabling detailed power quality and harmonic analysis. Figure 3 shows the sensors during installation.

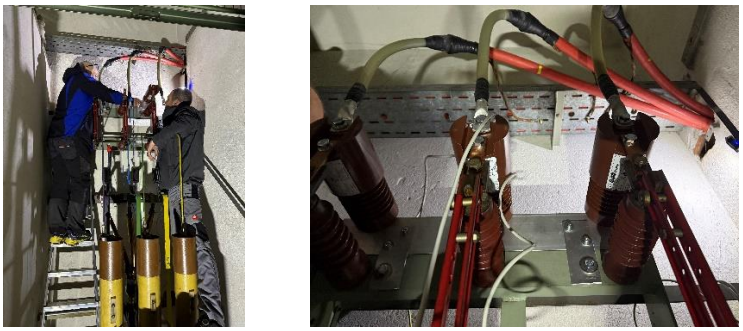


Figure 3: Mounting of high-accuracy sensors.

To obtain harmonic emission results, the assessment method was implemented on an industrial controller platform, enabling real-time processing of measurement data. This custom solution allows continuous evaluation of harmonic emissions directly from field measurements.
Measurements were conducted over several weeks under normal operating conditions, ensuring a representative dataset. The following section presents the results obtained at both locations.

4.1 Results of harmonic emission

The first set of results was obtained from mid-September to mid-November 2025, with a total measurement duration of approximately two months. Figure 4 presents active, reactive, and apparent power over this period. It can be observed that the power levels are higher during working days compared to weekends. At the beginning of the measurement period, negative active power is observed during weekends, which can be attributed to local generation from photovoltaic and small hydro power plants installed in the industrial zone, with a total installed capacity of 460 kW. During working days, the active power reaches values of approximately 1500 kW.

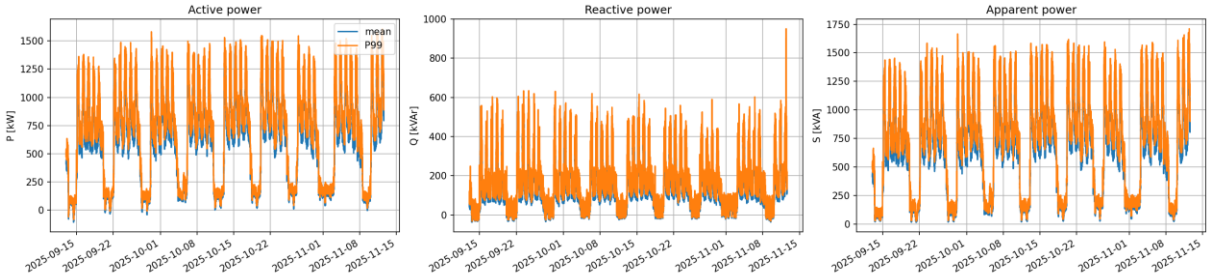


Figure 4: Results of active, reactive and apparent power.

Figure 5 shows a comparison of the measured voltage distortion at the PCC, customer harmonic emission, and background distortion, presented as mean values. The results indicate that the 5th and 7th harmonic components vary between working and non-working days, whereas the 11th and 13th harmonic components remain relatively constant.

A detailed analysis of customer harmonic emission reveals differing behavior for individual harmonic orders. For the 5th harmonic, the customer emission is positive, while for the 7th harmonic it is negative. This is consistent with the observed voltage distortion: the 5th harmonic voltage distortion is higher during working days than during non-working days, indicating a positive contribution from the customer. In contrast, the 7th harmonic voltage distortion is lower during working days, indicating that the customer reduces the overall distortion, i.e. exhibits negative emission. The negative emission is not set to zero because we aim to evaluate the reduction of voltage harmonic distortion at the PCC.

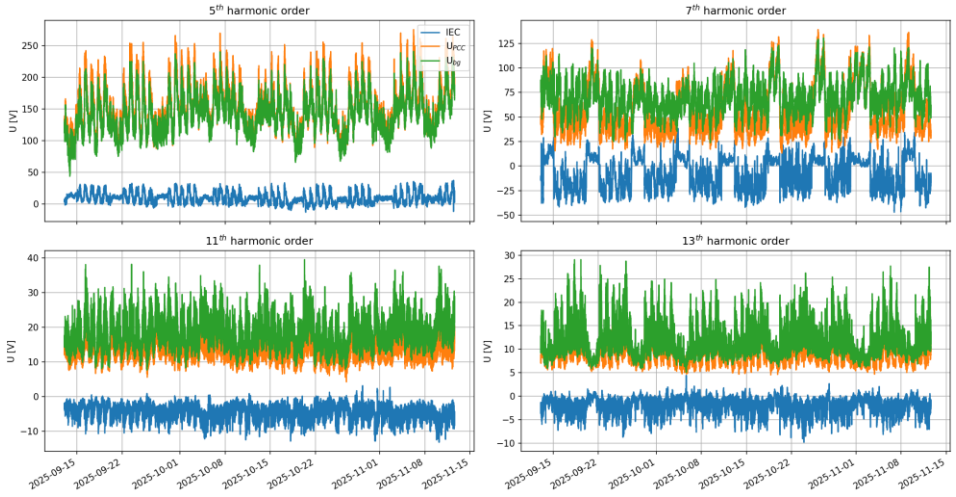


Figure 5: Results of customer harmonic emission, background distortion and measured voltage distortion.

Figure 6 presents customer harmonic emission and measured voltage distortion at the PCC using statistical indicators. The results are aggregated over 1-minute intervals and include mean and 99th percentile values. The relatively small difference between these values indicates limited short-term variability within the aggregation interval, with only occasional outliers, which are effectively excluded by the percentile-based analysis.

The results also show that negative customer harmonic emission leads to a reduction in the total measured harmonic distortion, whereas positive emission increases it. This confirms that the IEC-based method provides a consistent and physically meaningful assessment of customer harmonic emission. The reason for not setting it to zero is identical to that shown in Figure 5.

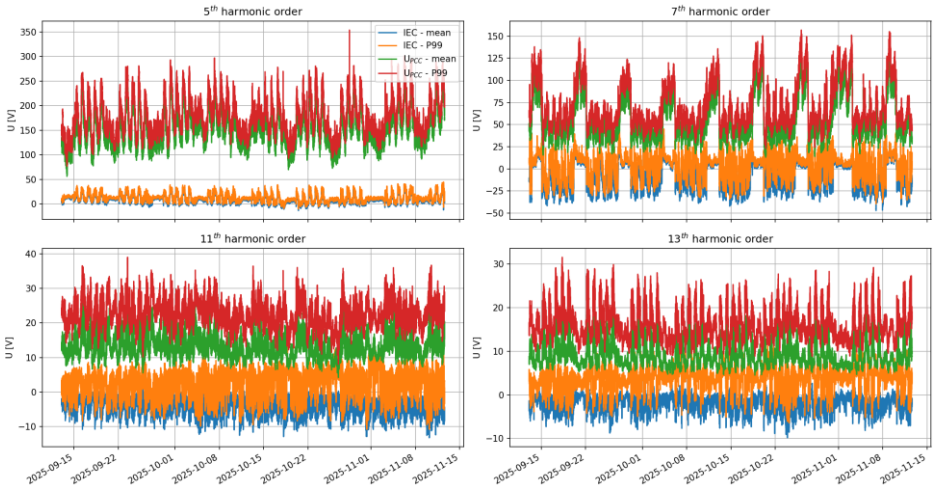


Figure 6: Results of customer harmonic emission and measured voltage distortion presented by mean and 99th percentile.

4.2 Results of captured event

The measurement system recorded multiple events. However, due to their number, only two representative cases are presented. These events are assumed to correspond to similar fault conditions.

Both events are interpreted as single-phase-to-earth faults. In Figure 7, the fault is characterized by low fault resistance, as the voltage of phase L3 collapses to nearly zero. During this transition period, the voltage drops abruptly within approximately 800 ms, reaching a peak transient current value of 35.3 A and a residual voltage peak of 34 kV.

In contrast, the event shown in Figure 8 is assumed to represent a higher-resistance single-phase-to-earth fault, since the voltage does not collapse but instead exhibits a gradual decrease followed by recovery. The transition period in Figure 8 is less severe, with the voltage decreasing over a duration of 1300 ms, where the minimum voltage peak drops to 12 kV with no significant change in the current. This behavior may be associated with variations in the effective inductance of the Petersen coil.

It should be emphasized that these interpretations are based on indirect observations, as the exact network conditions during the events are not known.

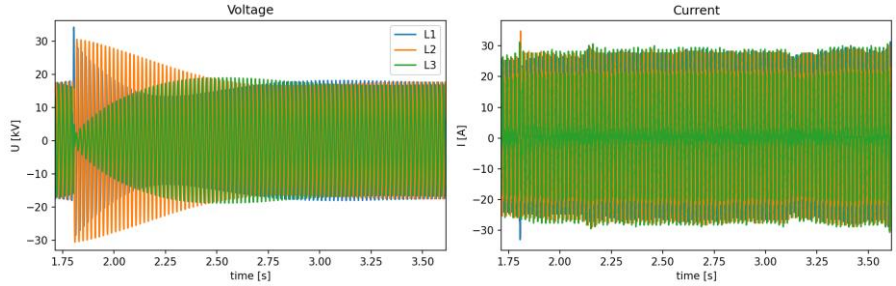


Figure 7: Voltage and current of first event.

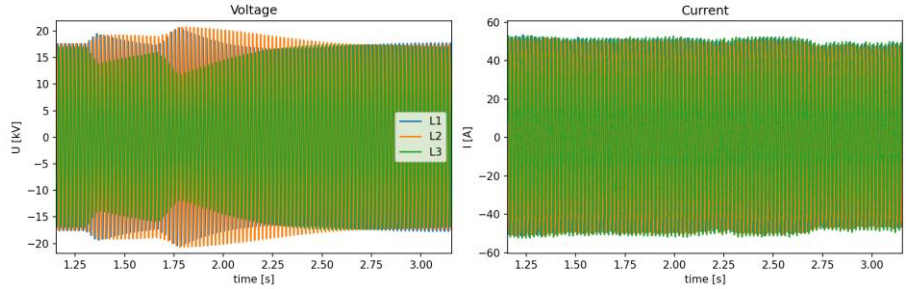


Figure 8: Voltage and current of second event.

4.3 Results of measurement sensor comparison

The final set of results presents a comparison between two measurement systems: a conventional inductive instrument transformer and a measurement sensor. The measurements were performed using a measurement data acquisition system with a sampling frequency of 10 kHz.

Figure 9 shows the time-domain waveforms of voltage and current recorded by both devices. The voltage measurements exhibit no significant differences between the two systems. In contrast, discrepancies are observed in the current measurements. These differences are primarily attributed to the installation arrangement of the measurement equipment. The measurement system was installed directly at the instrument transformer, whereas the measurement sensor was connected via longer cables (approximately 15 m) to bypass the measuring cells in the transformer substation. As current signals are measured at low voltage levels, they are more susceptible to electromagnetic interference. Installing the measurement system closer to the sensor significantly reduces this effect, as illustrated on the right-hand side of Figure 10.
Figure 10 presents the frequency-domain analysis of both voltage and current signals. The left-hand side compares the spectra obtained from the inductive instrument transformer and the measurement sensor. The results indicate negligible differences in the voltage spectra, while more pronounced deviations are observed in the current spectra. The spectral analysis shows that disturbances extend into the kilohertz frequency range, whereas harmonic components up to approximately 1 kHz are consistently captured by both devices. To further investigate and mitigate high-frequency distortion, additional measurements were performed using an industrial controller installed in close proximity to the measurement sensors.
The right-hand side of Figure 10 shows the frequency spectra obtained using the measurement sensor with the industrial controller-based setup. The results indicate that the previously observed high-frequency distortions are primarily caused by external interference, as such distortions are not present when the measurement system is installed close to the sensor. If the measurement system cannot be located near the sensors, specialized cables can be used to minimize interference in the measurement signals

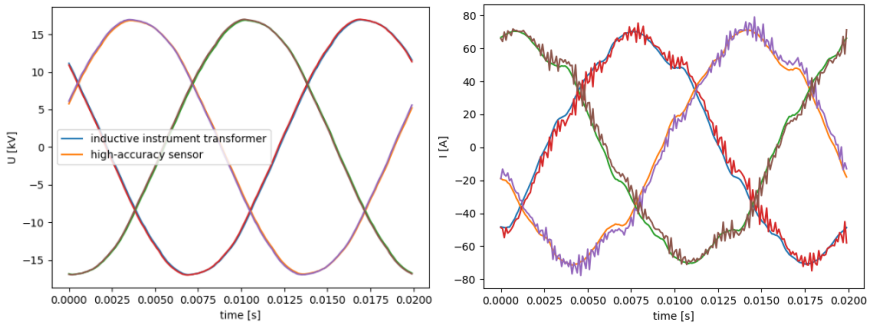


Figure 9: Single period waveform of voltage (left) and current (right).

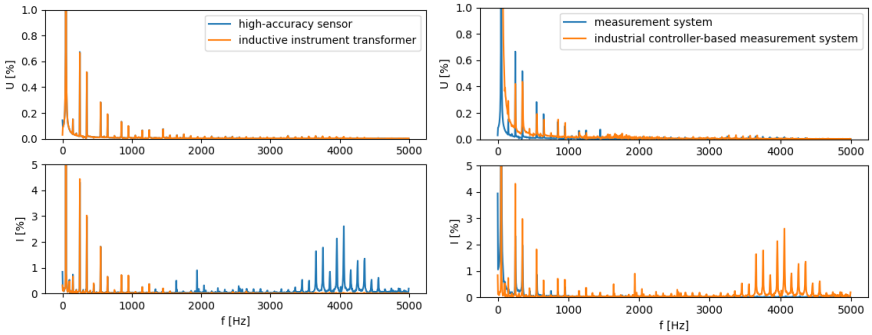


Figure 10: Frequency analysis of the inductive voltage transformer and the measurement sensor (left), and of the measurement sensor measured using the measurement system with a industrial controller-based (right).

5. CONCLUSION

This paper presents a methodology for harmonic emission assessment in medium-voltage distribution networks based on high-accuracy measurements and statistical analysis. The results confirm that the applied IEC voltage phasor method provides a consistent and physically meaningful interpretation of harmonic emission.
In particular, the method correctly distinguishes between positive and negative customer emission. Positive emission is associated with an increase in the measured harmonic distortion at the PCC, whereas negative emission results in a reduction of the overall distortion. This relationship was clearly observed in the measurement results for different harmonic orders and operating conditions, confirming the validity of the approach.
The study also highlights the importance of accurate measurements and proper sensor installation, especially for current signals. Overall, the proposed methodology represents a reliable and practical tool for harmonic emission assessment in real distribution networks

REFERENCES

[1] Špelko A, Blažič B, Papič I, Pourarab M, Meyer J, Xu X and Djokić S Z, 2017, "Overview of common methods for assessing the harmonic emission level of distorting loads and generators", "IEEE Manchester PowerTech", Manchester, UK

[2] Špelko A, Štremfelj J, Zaletel A, Podkoritnik S, Horvat M, Kafol C and Tefferi M, 2025, "Implementation of high accurate sensor and determination of harmonic emissions", "CIGRE South East European Regional Conference", Sarajevo, Bosnia and Herzegovina

[3] Papič I, Matvoz D, Špelko A, Xu W, Wang Y, Mueller D, Miller C, Ribeiro P F, Langella R and Testa A, 2019, "A Benchmark Test System to Evaluate Methods of Harmonic Contribution Determination", "IEEE Transactions on Power Delivery", Vol. 34, No. 1

[4] Špelko A, Papič I, Djokić S and Iqbal Z, 2022, "Use of Actual and Reference Impedances in Two Harmonic Emission Assessment Methods", "20th International Conference on Harmonics & Quality of Power (ICHQP)", Naples, Italy

[5] Pfajfar T, Blažič B and Papič I, 2008, "Harmonic Contributions Evaluation with the Harmonic Current Vector Method", "IEEE Transactions on Power Delivery", Vol. 23, No. 1

[6] Špelko A, Papič I, Langella R, Testa A and Djokić S, 2019, "Temporal variations of system operating conditions and continuous assessment of low-order harmonic emissions from customer installations: modified IEC approach", "CIRED", Madrid, Spain

[7] G&W Electric, 2020, "CVS-24-I Current and Voltage Sensor Technical Data Sheet", "Technical Report GWTG07-2020"

Broj rada: R2-05

REGULATORNI OKVIR KVALITETA ISPORUKE ELEKTRIČNE ENERGIJE U CRNOJ GORI I EU: STANDARDI, PODZAKONSKI AKTI I IZAZOVI ZA POTROŠAČE I KUPCE-PROIZVOĐAČE

REGULATORY FRAMEWORK FOR ELECTRICITY SUPPLY QUALITY IN MONTENEGRO AND THE EU: STANDARDS, BY-LAWS, AND CHALLENGES FOR CONSUMERS AND PROSUMERS

Dražen JOVANOVIĆ, Crnogorski elektrodistributivni sistem*
Miljana MLADENOVIĆ, Crnogorski elektrodistributivni sistem

KRATAK SADRŽAJ

Kvalitet isporuke električne energije predstavlja ključni element pouzdanog funkcionisanja distributivnih sistema, posebno u kontekstu sve većeg udjela distribuiranih izvora i aktivnih korisnika mreže. Ovaj rad daje pregled relevantne domaće i evropske regulative koja definiše parametre kvaliteta napona, kontinuitet snabdijevanja i obaveze operatora distributivnog sistema. Poseban fokus stavljen je na standard EN 50160, kao i na crnogorske podzakonske akte koji operacionalizuju zahtjeve u pogledu kvaliteta isporuke, uključujući metodologije, pravilnike i tehničke uslove. Rad obuhvata detaljna objašnjenja ključnih standardizovanih parametara kvaliteta (naponske devijacije, harmonici, flikeri, nesimetrija, prekidi), uz analizu njihove primjene u realnim uslovima distribucione mreže. Prikazani su primjeri tipičnih problema kod različitih kategorija potrošača, od klasičnih rezidencijalnih korisnika do industrijskih pogona, kao i specifični izazovi koje uvode kupci-proizvođači, uključujući povratne tokove snage, lokalne prenapone i povećanu osjetljivost na harmonike. Kroz studije slučaja i praktične primjere, u radu su identifikovani najčešći uzroci odstupanja od propisanog kvaliteta, kao i ograničenja postojećeg regulatornog okvira u pogledu nadzora, mjerenja i odgovornosti. Na kraju, diskutuje se o potrebnim unapređenjima regulative i tehničkih standarda kako bi se omogućila veća integracija distribuiranih izvora i osigurao stabilan rad mreže u uslovima energetske tranzicije.

Ključne riječi: Kvalitet napona, EN50160, regulativa, kupci- proizvođači, pouzdanost

ABSTRACT

The quality of electricity supply represents a key element of the reliable operation of distribution systems, particularly in the context of the growing share of distributed energy resources and active network users. This paper provides an overview of the relevant national and European regulations that define voltage quality parameters, supply continuity, and the obligations of distribution system operators. Special emphasis is placed on the EN 50160 standard, as well as Montenegrin by-laws that operationalize quality-of-supply requirements, including methodologies, rulebooks, and technical conditions. The paper includes detailed explanations of key standardized quality parameters (voltage deviations, harmonics, flicker, unbalance, interruptions), along with an analysis of their application under real distribution network conditions. Examples of typical issues encountered by different categories of consumers — from conventional residential users to industrial facilities — are presented, as well as the specific challenges introduced by prosumers, including reverse power flows, local overvoltages, and increased sensitivity to harmonics. Through case studies and practical examples, the paper identifies the most common causes of deviations from prescribed quality levels, as well as the limitations of the existing regulatory framework in terms of monitoring, measurement, and accountability. Finally, it discusses the necessary improvements to regulations and technical standards to enable greater integration of distributed energy resources and ensure stable network operation in the context of the ongoing energy transition.

Key words: Electricity quality, EN50160, regulation, prosumers, reliability

* Dražen Jovanović-drazen.jovanovic@cedis.me, Miljana Mladenović- miljana.mladenovic@cedis.me

1. UVOD

Kvalitet isporuke električne energije predstavlja jedan od ključnih elemenata pouzdanog funkcionisanja distributivnih sistema, posebno u uslovima ubrzane energetske tranzicije i sve većeg udjela distribuiranih izvora energije. Stabilnost napona, kontinuitet snabdijevanja i kontrola harmonika postaju sve važniji kako se povećava broj kupaca- proizvođača, fotonaponskih elektrana, električnih vozila i drugih izvora povratnog djelovanja na distributivnu mrežu. U takvom okruženju, kvalitet napona više nije samo tehnički parametar, već i regulatorna obaveza, tržišni zahtjev i preduslov za integraciju novih tehnologija.
Crnogorski regulatorni okvir, zasnovan na Zakonu o energetici, Pravilima za funkcionisanje distributivnog sistema i Pravila o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom, definiše osnovne obaveze operatora distributivnog sistema u pogledu mjerenja, nadzora i odgovornosti za kvalitet napona [1-3]. Međutim, u praksi se pokazuje da postoje značajne nejasnoće u pogledu metodologije mjerenja, kriterijuma za ocjenu kvaliteta i postupanja po prigovorima korisnika. Istovremeno, evropski standard EN 50160 [4], koji predstavlja referentni dokument za kvalitet napona, uvodi niz parametara koji se u domaćoj regulativi ne primjenjuju u potpunosti, što stvara praznine u nadzoru i otežava rješavanje problema u realnim mrežnim uslovima.
Ovaj rad daje pregled regulatornog okvira, analizu ključnih parametara kvaliteta napona i prikaz tipičnih problema u crnogorskim distributivnim mrežama, sa posebnim osvrtom na izazove koje uvode kupci- proizvođači i dugi niskonaponski vodovi. Kroz tri karakteristična nalaza iz mjerenja kvaliteta napona ukazuje se na ograničenja postojećih pravila i potrebu za njihovim unapređenjem. Na kraju se daju konkretni predlozi za izmjene regulative kako bi se obezbijedila veća usklađenost sa EN 50160 i omogućila stabilna integracija distribuiranih izvora energije.

2. REGULATORNI OKVIR I PRIMJENA STANDARDA EN 50160

Domaća regulativa zasniva se na dva ključna podzakonska akta: Pravilima za funkcionisanje distributivnog sistema i Pravilima o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom. Ova dva dokumenta definišu obaveze operatora distributivnog sistema u pogledu mjerenja kvaliteta napona, postupanja po prigovorima korisnika i granica dozvoljenih odstupanja od nominalnog napona.
Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema propisuju da operator distributivnog sistema mora izvršiti mjerenje kvaliteta napona na zahtjev korisnika i dostaviti izvještaj u roku koji je definisan pravilima o minimumu kvaliteta. Međutim, iako se navodi obaveza mjerenja, ne definiše se metodologija, trajanje mjerenja, niti kriterijumi koji se primjenjuju. Ovakva formulacija ostavlja prostor za različita tumačenja i otežava dosljednu primjenu standarda.
Pravila o minimumu kvaliteta isporuke propisuju da operator mora utvrditi da li je napon na mjestu isporuke u granicama dozvoljenih odstupanja. Granice napona su definisane članom 17 Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema i iznose ±10% za niskonaponsku mrežu i srednjenaponsku mrežu.
U pogledu primjene EN 50160, domaća regulativa preuzima samo dio parametara, uglavnom spore promjene napona, dok ostali parametri- kao što su flikeri, harmonici, nesimetrija i kratkotrajni prekidi nisu jasno definisani kao obavezni elementi mjerenja. Time se stvara situacija u kojoj operator distributivnog sistema formalno ispunjava obaveze, ali ne prati sve parametre koji su ključni za stabilan rad mreže u uslovima visokog udjela distribuiranih izvora.

3. KLJUČNI PARAMETRI KVALITETA NAPONA PREMA STANDARDU EN 50160

Kvalitet napona u distributivnim mrežama definiše se skupom standardizovanih parametara koji opisuju odstupanja od idealnih sinusoidalnih uslova napajanja. Prema standardu EN 50160, jedan od osnovnih parametara su naponske devijacije, koje predstavljaju spore promjene efektivne vrijednosti napona i moraju se u najvećem dijelu vremena zadržavati unutar granica ±10% od nominalne vrijednosti. Ova odstupanja najčešće su posljedica promjena opterećenja, dužine vodova i uticaja distribuirane proizvodnje.Harmonici predstavljaju izobličenja sinusnog oblika napona uzrokovana nelinearnim potrošačima, poput energetske elektronike i industrijskih uređaja. Njihovo prisustvo se kvantifikuje ukupnim harmonijskim izobličenjem (THD), a povećane vrijednosti mogu dovesti do dodatnih gubitaka, zagrijavanja opreme i smanjenja njenog vijeka trajanja. Flikeri opisuju brze promjene napona koje izazivaju vidljivo titranje osvjetljenja i nelagodnost kod korisnika. Nastaju usljed naglih promjena opterećenja, poput rada zavarivačkih aparata ili velikih elektromotornih pogona, a ocjenjuju se kroz kratkoročne i dugoročne indikatore (Pst i Plt).Nesimetrija napona odnosi se na neravnomjernost faznih napona u trofaznom sistemu, što može biti posljedica nebalansiranog opterećenja ili neadekvatnog rasporeda potrošača po fazama. Povećana nesimetrija negativno utiče na rad trofaznih mašina i može uzrokovati dodatne gubitke i vibracije. Konačno, prekidi napajanja predstavljaju potpuni gubitak napona i dijele se na kratkotrajne i dugotrajne, u zavisnosti od trajanja. Oni direktno utiču na kontinuitet snabdijevanja i predstavljaju jedan od najvažnijih pokazatelja pouzdanosti distributivnog sistema.

4. KARAKTERISTIČNI PROBLEMI KVALITETA NAPONA U REALNIM DISTRIBUTIVNIM MREŽAMA

U crnogorskim distributivnim mrežama identifikovana su tri tipična problema kvaliteta napona koji se javljaju u različitim kategorijama potrošača i različitim topologijama mreže.
Prvi problem odnosi se na prenapone u mrežama sa visokim udjelom fotonaponskih elektrana. U periodima niske potrošnje i visoke proizvodnje dolazi do lokalnog porasta napona, posebno na krajevima dugih niskonaponskih vodova. Ovaj fenomen je posebno izražen u ruralnim područjima gdje su vodovi dugi, presjeci provodnika mali, a broj kupaca- proizvođača raste. U takvim uslovima napon često prelazi dozvoljenih +10%, što dovodi do isključenja invertora, prekida proizvodnje i nezadovoljstva korisnika.
Drugi problem odnosi se na podnapone kod klasičnih potrošača, posebno u zimskim mjesecima kada je opterećenje visoko. Dugi niskonaponski vodovi, veliki padovi napona i nedovoljna transformaciona snaga dovode do toga da napon na krajnjim tačkama mreže pada ispod dozvoljenih granica. Ovaj problem je prisutan i u urbanim sredinama, posebno u starijim dijelovima mreže gdje nije izvršena rekonstrukcija.
Treći problem odnosi se na povećanu prisutnost harmonika i nesimetrije, posebno kod industrijskih potrošača i kod kupaca- proizvođača sa invertorima sa simetričnom transformacijom. Pojedini slučajevi pokazuju da harmonici prelaze dozvoljene vrijednosti, što utiče na rad osjetljive opreme, povećava gubitke i može dovesti do pregrijavanja transformatora.
Ovi problemi jasno ukazuju da se kvalitet napona ne može posmatrati samo kroz spore promjene napona, već da je potrebno pratiti sve parametre definisane EN 50160, uključujući flikere, harmonike, nesimetriju i kratkotrajne prekide.

3.1 Primjeri slučaja iz prakse

U cilju sagledavanja stvarnog stanja kvaliteta napona u distributivnoj mreži Crne Gore, izvršena su terenska mjerenja kod različitih kategorija korisnika u nadležnosti CEDIS-a (Crnogorskog elektrodistributivnog sistema). Analiza je sprovedena u skladu sa zahtjevima standarda EN 50160, koji definiše dozvoljene granice odstupanja osnovnih parametara kvaliteta napona u javnim distributivnim mrežama.
Mjerenja su obuhvatila tri karakteristične kategorije korisnika: kupca–proizvođača (prozjumer), tipičnog potrošača iz kategorije domaćinstva i velikog industrijskog potrošača. Cilj je bio da se identifikuju eventualna odstupanja i sagledaju specifični izazovi u zavisnosti od tipa priključenog korisnika.

3.1.1 Kupac–proizvođač (prozjumer)

Potrošač se nalazi na traforeonu koji ima 57 potrošača. Maksimalno opterećenje trafoa za posmatrani period mjerenja iznosilo je 84.8 kW, što je 84.8 % od instalisane snage trafoa koja iznosi 100 kVA. Korisnik posjeduje fotonaposnku elektranu priključenu na distributivnu mrežu, na 0,4 kV naponskom nivou, instalisane snage 11.6 kWp.

U tabeli 1. su dati rezultati sporih promjena napona i flikera kod kupca- proizvođača

Tabela 1- Spore promjene napona

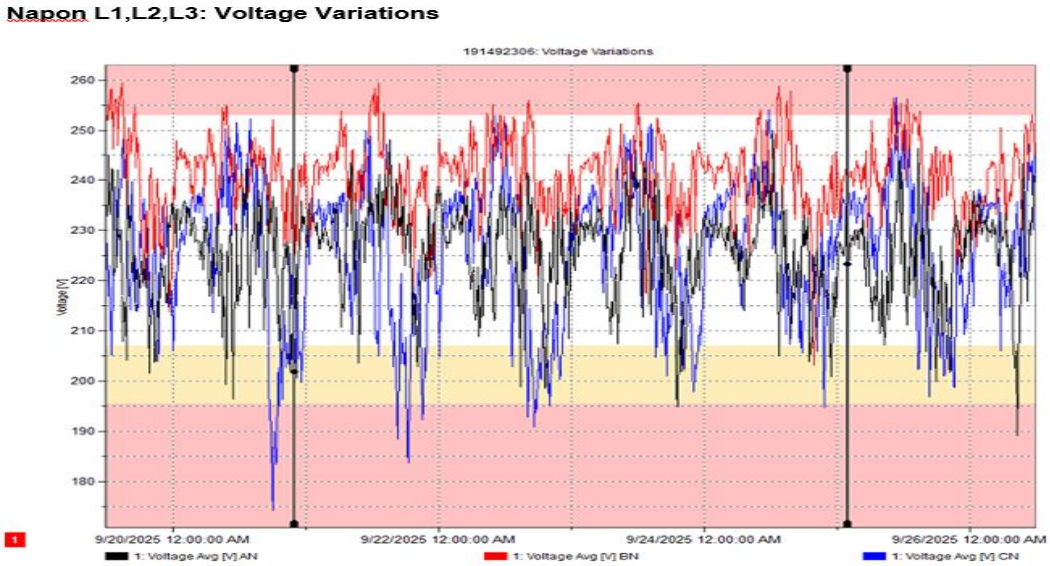
	95% (90%-110%) Un			100% (85%-110%) Un		
	AN (faza 1)	BN (faza 2)	CN (faza 3)	AN (faza 1)	BN (faza 2)	CN (faza 3)
Rezultat	**Zadovoljava**	**Ne zadovoljava**	**Ne zadovoljava**	**Ne zadovoljava**	**Ne zadovoljava**	**Ne zadovoljava**
% Unutar limita	96.03%	**93.95%**	**88.99%**	**99.80%**	**94.15%**	**97.62%**
Maksimum 95% / 100%	249.91V (8.66%)	**253.39V (10.17%)**	**256.47V (11.51%)**	249.91V (8.66%)	**259.53V (12.84%)**	**256.47V (11.51%)**
Vrijeme				9/24/2025 12:30:00	9/21/2025 13:10:00	9/25/2025 10:50:00
Minimum 95% / 100%	208.48V (-9.35%)	209.79V (-8.79%)	**202.01V (-12.17%)**	**189.13V (-17.77%)**	203.22V (-11.64%)	**174.27V (-24.23%)**
Vrijeme				9/26/2025 08:40:00	9/24/2025 19:50:00	9/20/2025 18:10:00

U tabeli 2. su date vrijednosti flikera za kupca- proizvođača, koji su van granica.

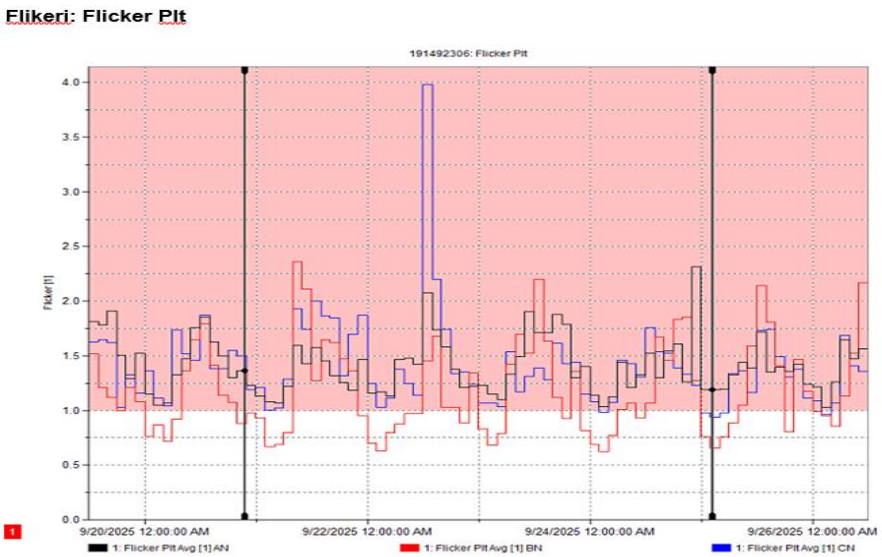
Tabela 2- Flikeri

	95% Vrijednosti			Maksimalna vrijednost		
	AN	BN	CN	AN	BN	CN
Rezultat	**Ne zadovoljava**	**Ne zadovoljava**	**Ne zadovoljava**			
% Unutar	**0.00%**	**42.86%**	**5.95%**			
Vrijednost	**1.88**	**2.11**	**1.87**	2.32	2.36	3.98
Vrijeme				9/24/2025 23:50:00	9/21/2025 09:50:00	9/22/2025 13:50:00

Na slikama 1 i 2 su dati grafici sporih promjena napona i vrijednosti flikera.



Slika 1- Promjene napona po fazama L1,L2,L3



Slika 2- Flikeri

Mjerenja kvaliteta napona izvršena kod korisnika koji posjeduje fotonaponski sistem priključen na niskonaponsku mrežu ukazuju na odstupanja od zahtjeva definisanih standardom EN 50160, pri čemu je ukupan rezultat ocijenjen kao nezadovoljavajući. Frekvencija mreže tokom perioda mjerenja u potpunosti je zadovoljavala zahtjeve

standarda EN 50160, pri čemu je 100% vremena bila unutar dozvoljenih granica odstupanja. Registrovana maksimalna vrijednost iznosila je 50,10 Hz (+0,20%), dok je minimalna izmjerena vrijednost bila 49,89 Hz (−0,22%), što ukazuje na stabilan rad elektroenergetskog sistema sa aspekta regulacije frekvencije. Iako je frekvencija kao sistemski parametar koji se reguliše na nivou interkonekcije u potpunosti unutar dozvoljenih granica, zabilježena su značajna odstupanja efektivne vrijednosti napona, sa prekoračenjima do +12.84% i padovima do -24.23%, pri čemu pojedine faze ne zadovoljavaju kriterijum od 95% vremena unutar dozvoljenog opsega. Ovakav naponski profil ukazuje na izražen uticaj distribuirane proizvodnje, gdje u periodima maksimalne proizvodnje dolazi do porasta napona usljed povratnog toka snage i lokalnog 'podizanja' napona, dok se u periodima povećanog opterećenja javljaju padovi napona. Dodatno, registrovani su problemi sa nesimetrijom napona i flikerima, što se može dovesti u vezu sa neravnomjernim faznim opterećenjem i varijabilnošću proizvodnje iz fotonaponskog sistema. Kod nesimetrije napona registrovana su odstupanja od zahtjeva standarda EN 50160, pri čemu je samo 76,98% vremena vrijednost bila unutar dozvoljene granice od 2%. Izmjerena vrijednost nesimetrije za 95% vremena iznosila je 2,89%, dok je maksimalno zabilježena vrijednost dostigla 5,04%. Ukupno harmonijsko izobličenje napona (THD) tokom perioda mjerenja bilo je unutar granica propisanih standardom EN 50160 za sve tri faze. Vrijednosti THD za 95% vremena iznosile su 4,12% na fazi AN, 3,72% na fazi BN i 4,16% na fazi CN, dok su maksimalno registrovane vrijednosti bile 4,75%, 4,13% i 4,69%, respektivno, što ukazuje da harmonijska izobličenja nisu predstavljala značajan problem u posmatranoj mreži. Rezultati ukazuju na potrebu za unapređenjem upravljanja naponom u niskonaponskoj mreži, uključujući primjenu naprednih funkcionalnosti invertora i adekvatnije planiranje priključenja prozjumera.

3.1.2 Tipičan potrošač iz kategorije domaćinstva

Potrošač se nalazi na traforeonu 220902A NJEGUŠI II koji ima 120 potrošača. Maksimalno opterećenje trafoa za posmatrani period mjerenja iznosilo je 152 kW, što je 24.13 % od instalisane snage trafoa koja iznosi 630 kVA.

U tabeli 3. su dati rezultati sporih promjena napona kod potrošača

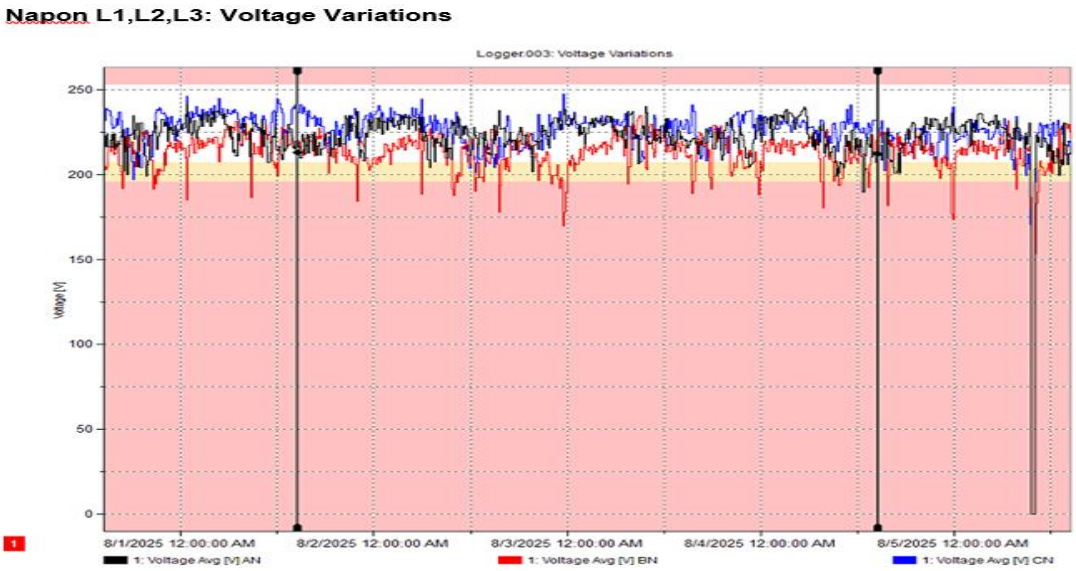
	95% (90%-110%) Un			100% (85%-110%) Un		
	AN (faza 1)	BN (faza 2)	CN (faza 3)	AN (faza 1)	BN (faza 2)	CN (faza 3)
Rezultat	**Zadovoljava**	**Ne zadovoljava**	**Zadovoljava**	**Ne zadovoljava**	**Ne zadovoljava**	**Zadovoljava**
% Unutar limita	96.77%	**81.35%**	98.38%	**99.85%**	**95.45%**	100.00%
Maksimum 95% / 100%	241.56V (5.03%)	234.89V (2.13%)	247.36V (7.55%)	241.56V (5.03%)	234.89V (2.13%)	247.36V (7.55%)
Vrijeme				8/1/2025 00:50:00	8/3/2025 09:10:00	8/2/2025 23:40:00
Minimum 95% / 100%	208.74V (-9.24%)	**196.23V (-14.68%)**	211.27V (-8.14%)	**189.86V (-17.45%)**	**169.89V (-26.13%)**	197.06V (-14.32%)
Vrijeme				8/4/2025 12:50:00	8/2/2025 23:40:00	7/31/2025 18:10:00

Tabela 3- Spore promjene napona

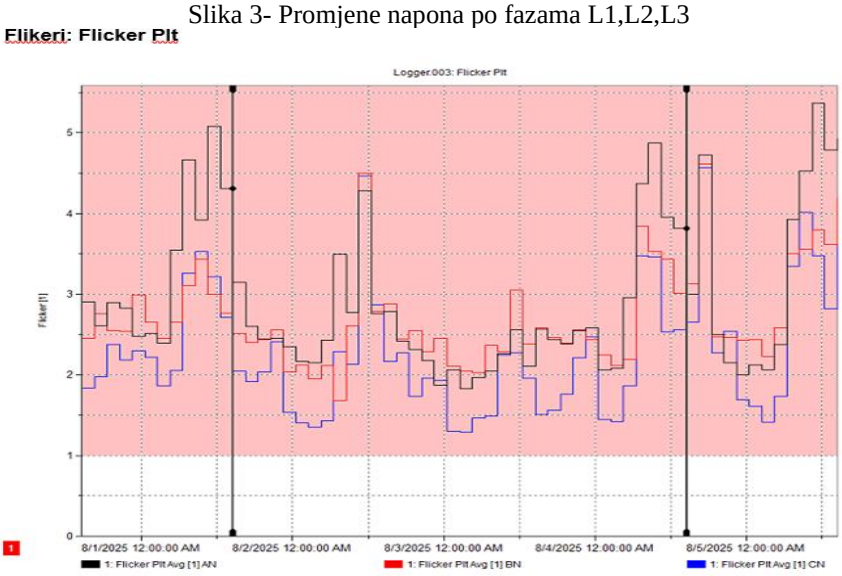
U tabeli 4. su date vrijednosti flikera za potrošača, koji su van granica.

	95% Vrijednosti			Maksimalna vrijednost		
	AN	BN	CN	AN	BN	CN
Rezultat	**Ne zadovoljava**	**Ne zadovoljava**	**Ne zadovoljava**			
% Unutar	0.00%	0.00%	0.00%			
Vrijednost	4.73	3.84	3.53	5.08	4.62	4.57
Vrijeme				8/1/2025 12:30:00	8/4/2025 18:30:00	8/4/2025 18:30:00

Tabela 4- Flikeri



Slika 3- Promjene napona po fazama L1,L2,L3



Slika 4- Flikeri

Mjerenja kvaliteta napona kod potrošača iz kategorije domaćinstva u ruralnoj mreži, na udaljenosti većoj od 1 km od trafostanice, ukazuju na izražena odstupanja od zahtjeva definisanih standardom EN 50160, pri čemu je ukupan rezultat ocijenjen kao nezadovoljavajući. Frekvencija mreže tokom perioda mjerenja kod navedenog potrošača u potpunosti je zadovoljavala zahtjeve standarda EN 50160, pri čemu je 100% vremena bila unutar dozvoljenih granica odstupanja. Maksimalna registrovana vrijednost iznosila je 50,10 Hz (+0,20%), dok je minimalna izmjerena vrijednost bila 49,87 Hz (−0,26%), što potvrđuje stabilnost frekvencije u posmatranom periodu. Međutim, dominantan problem predstavljaju spore promjene napona, posebno na drugoj fazi, gdje je ispunjenost kriterijuma od 95% vremena unutar dozvoljenog opsega svega 81.35%, uz izražene padove napona do -26.13%, što značajno premašuje dozvoljene granice. Za razliku od urbanih mreža i priključaka kupaca- proizvođača, u ovom slučaju nisu dominantna prekoračenja gornjih naponskih granica, već učestali padovi napona, koji su tipični za duge niskonaponske vodove sa velikim impedansama i opterećenjem na krajevima mreže. Dodatno, nezadovoljavajući rezultat flikera ukazuje na prisustvo varijacija napona, vjerovatno usljed promjenljivog opterećenja u mreži. Nesimetrija napona uglavnom je bila unutar granica definisanih standardom EN 50160, pri čemu je 97,36% vremena zadovoljen kriterijum maksimalnog odstupanja od 2%. Vrijednost nesimetrije za 95% vremena iznosila je 1,84%, dok je maksimalno registrovana vrijednost dostigla 2,86%. Ukupno harmonijsko izobličenje napona (THD) kod domaćinskog potrošača bilo je značajno ispod graničnih vrijednosti definisanih standardom EN 50160 za sve tri faze. Vrijednosti THD za 95% vremena iznosile su 2,35% na fazi AN, 2,20% na fazi BN i 2,23% na fazi CN, dok su maksimalno registrovane vrijednosti bile 2,75%, 2,66% i 2,67%, respektivno, što ukazuje na veoma nizak nivo harmonijskog izobličenja u mreži. Dobijeni rezultati jasno ukazuju na ograničenja

postojeće distributivne infrastrukture u ruralnim područjima i potrebu za njenim unapređenjem, kroz rekonstrukciju vodova, smanjenje dužina napojnih pravaca ili približavanje izvora napajanja krajnjim korisnicima.

3.1.3 Veliki potrošač

Potrošač se nalazi na traforeonu 200077A BRAJŠE I koji ima 65 potrošača. Maksimalno opterećenje trafoa za posmatrani period mjerenja iznosilo je 90.5 kW, što je 56.56 % od instalisane snage trafoa koji iznosi 160 kVA.

U tabeli 5. su dati rezultati sporih promjena napona kod velikog potrošača.

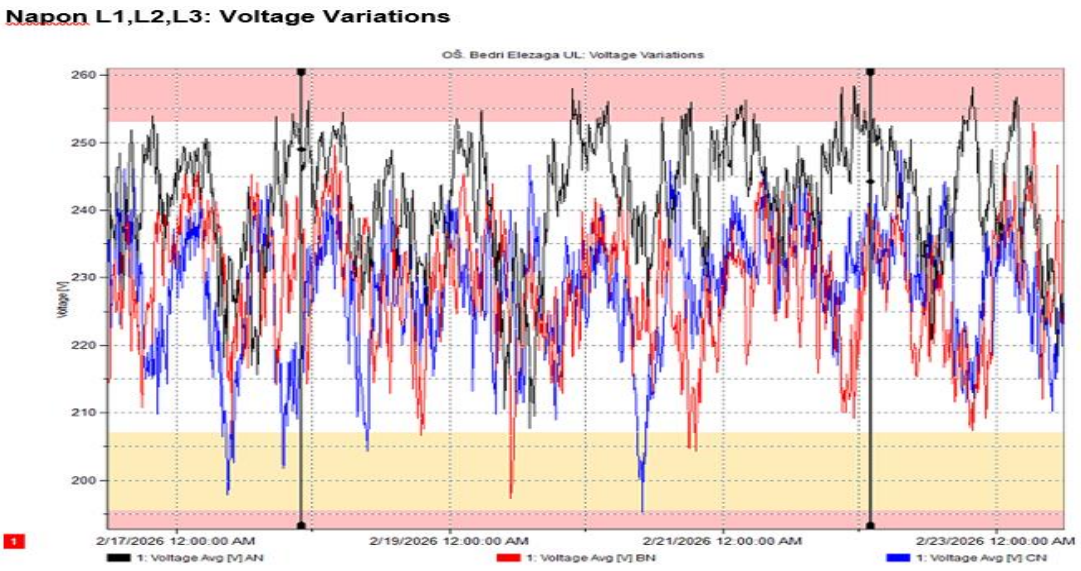
Tabela 5- Spore promjene napona

	95% (90%-110%) Un			100% (85%-110%) Un		
	AN (faza 1)	BN (faza 2)	CN (faza 3)	AN (faza 1)	BN (faza 2)	CN (faza 3)
Rezultat	**Ne zadovoljava**	**Zadovoljava**	**Zadovoljava**	**Ne zadovoljava**	**Zadovoljava**	**Ne zadovoljava**
% Unutar limita	**92.66%**	99.01%	97.82%	**92.66%**	100.00%	**99.90%**
Maksimum 95% / 100%	**253.79V (10.34%)**	246.69V (7.26%)	247.41V (7.57%)	**258.44V (12.37%)**	252.92V (9.97%)	248.99V (8.26%)
Vrijeme				2/21/2026 23:10:00	2/23/2026 06:50:00	2/22/2026 07:30:00
Minimum 95% / 100%	207.64V (-9.72%)	213.06V (-7.36%)	211.46V (-8.06%)	207.64V (-9.72%)	197.29V (-14.22%)	**195.27V (-15.10%)**
Vrijeme				2/19/2026 14:20:00	2/19/2026 11:00:00	2/20/2026 10:10:00

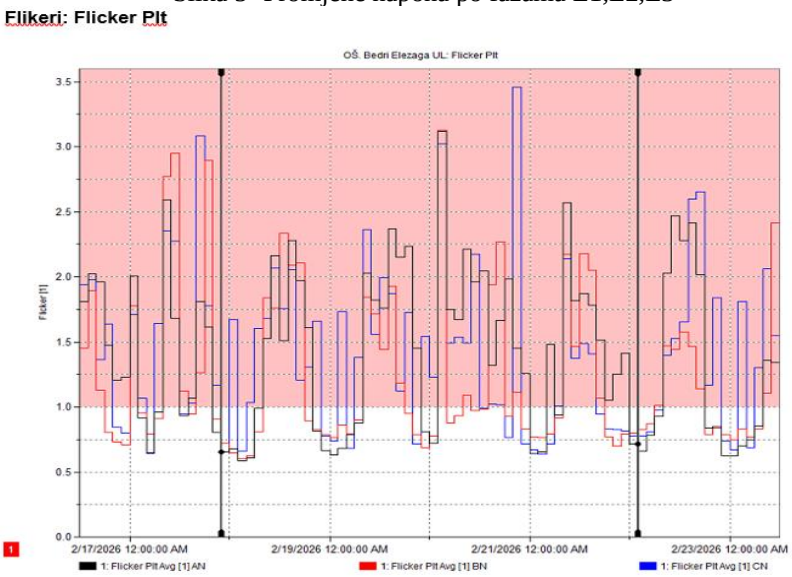
U tabeli 6. su date vrijednosti flikera za velikog potrošača, koji su van granica.

Tabela 6- Flikeri

	95% Vrijednosti			Maksimalna vrijednost		
	AN	BN	CN	AN	BN	CN
Rezultat	**Ne zadovoljava**	**Ne zadovoljava**	**Ne zadovoljava**			
% Unutar	**38.10%**	**55.95%**	**32.14%**			
Vrijednost	**2.41**	**2.42**	**2.60**	3.12	3.13	3.46
Vrijeme				2/20/2026 04:00:00	2/20/2026 04:00:00	2/20/2026 22:00:00



Slika 5- Promjene napona po fazama L1,L2,L3



Slika 6- Flikeri

Mjerenja kvaliteta napona kod velikog potrošača priključenog na niskonaponsku mrežu (poluindirektno mjerenje) ukazuju na značajna odstupanja od zahtjeva definisanih standardom EN 50160, pri čemu je ukupan rezultat ocijenjen kao nezadovoljavajući. Frekvencija mreže kod velikog potrošača tokom perioda mjerenja u potpunosti je zadovoljavala zahtjeve standarda EN 50160, pri čemu je 100% vremena bila unutar dozvoljenih granica odstupanja. Maksimalna izmjerena vrijednost iznosila je 50,07 Hz (+0,15%), dok je minimalna vrijednost bila 49,90 Hz (−0,21%), što ukazuje na stabilne frekvencijske uslove u posmatranoj mreži. Međutim, registrovana su odstupanja u pogledu sporih promjena napona, sa prekoračenjima gornje granice do +12.37% i padovima do -15.10%, pri čemu pojedine faze ne zadovoljavaju kriterijum od 95% vremena unutar dozvoljenog opsega. Posebno je izražen problem nesimetrije napona (do 2.98%), što ukazuje na neravnomjernu raspodjelu opterećenja po fazama, tipičnu za objekte sa značajnim jednofaznim ili nebalansiranim trofaznim potrošačima. Najizraženiji problem predstavlja fliker, gdje su izmjerene vrijednosti značajno iznad dozvoljene granice (Plt > 2), uz veliki broj registrovanih događaja i brzih promjena napona, što jasno ukazuje na dinamičke promjene opterećenja karakteristične za rad većih električnih uređaja. Ukupno harmonijsko izobličenje napona (THD) kod velikog potrošača bilo je unutar dozvoljenih granica definisanih standardom EN 50160 za sve tri faze. Vrijednosti THD za 95% vremena iznosile su 3,33% na fazi AN, 3,14% na fazi BN i 3,42% na fazi CN, dok su maksimalno registrovane vrijednosti bile 3,91%, 3,46% i 3,83%, respektivno, što ukazuje na umjeren nivo harmonijskog izobličenja bez prekoračenja propisanih limita. Kod velikog potrošača registrovana nesimetrija napona nije u potpunosti zadovoljila kriterijume standarda EN 50160, pri čemu je samo 91,57% vremena vrijednost bila unutar dozvoljene granice od 2%. Vrijednost nesimetrije za 95% vremena iznosila je 2,19%, dok je maksimalno izmjerena vrijednost dostigla 2,98%, što ukazuje na izraženije fazno neravnotežno opterećenje u odnosu na prethodne slučajeve. Ukupni

rezultati sugerišu da veliki potrošač ima značajan uticaj na kvalitet napona u lokalnoj mreži, te ukazuju na potrebu za tehničkim mjerama kao što su balansiranje opterećenja, ublažavanje flikera i optimizacija režima rada potrošačkih uređaja

3.2 Uporedna analiza i diskusija

Analizom sva tri slučaja može se zaključiti da problemi kvaliteta napona nisu ograničeni na jednu kategoriju korisnika, već predstavljaju sistemski izazov. Kod kupaca- proizvođača dominira problem povećanog napona usljed distribuirane proizvodnje, dok se kod u ruralnim mrežama kod domaćinstava češće javljaju problemi niskog napona usljed velike udaljenosti od izvora napajanja i visokih impedansi vodova. Nasuprot tome, kod velikih potrošača dominantan problemi su flikeri, nesimetrija i dinamičke promjene napona uzrokovane promjenljivim opterećenjem. Iako su frekvencija i harmonici u svim slučajevima u dozvoljenim granicama, rezultati jasno ukazuju da savremeni izazovi kvaliteta napona proizilaze iz povećane integracije distribuiranih izvora, neravnomjernog opterećenja i nedovoljno prilagođene mrežne infrastrukture.

5. UNAPREĐENJE NADZORA NAPONSKIH PRILIKA U DISTRIBUTIBNOJ MREŽI

S obzirom na visoku cijenu profesionalne mjerne opreme, čija primjena zahtijeva značajne resurse, potrebno je razviti pristupe koji omogućavaju češće i ekonomski održivije praćenje kvaliteta napona. U analiziranim primjerima naponi su mjereni PQ analizatorom klase A, desetominutne rezolucije mjerenja. PQ analizatori su uređaji za mjerenje i analizu kvaliteta električne energije (Power Quality). Koriste se za praćenje napona, struje, harmonika, flikera, prekida, prenapona i drugih poremećaja u mreži. PQ analizatori klase A su najprecizniji analizatori definisani standardom IEC 61000-4-30. Njihove glavne karakteristike su: visoka tačnost i ponovljivost mjerenja, standardizovane metode mjerenja, mogućnost registrovanja svih važnih poremećaja u mreži, sinhronizovano vrijeme mjerenja, pogodni za službena i ugovorna mjerenja između operatora i korisnika, mjerenje harmonika, flikera, propada, preskoka i prekida prema međunarodnim standardima. Međutim savremena elektronska brojila predstavljaju praktičnu alternativu jer, pored mjerenja energije, registruju naponske vrijednosti u kratkim intervalima. Na osnovu tih podataka moguće je dobiti reprezentativne profile napona bez dodatne opreme. Integracijom naponskih podataka iz brojila u MDM (Meter Data Management) mogu se formirati automatizovani indikatori poput učestalosti prekoračenja granica ±10% ili trajanja naponskih propada, što omogućava bržu identifikaciju problematičnih područja i efikasniji odgovor na prigovore korisnika. Dodatno, uspostavljanje stalnih mjernih tačaka na ključnim čvorovima mreže- izlazima iz trafostanica, krajnjim tačkama vodova i zonama sa visokim udjelom distribuirane proizvodnje, omogućava preciznije lociranje izvora odstupanja i razlikovanje mrežnih i korisničkih problema.
Iako brojila obezbjeđuju 10-minutne vrijednosti napona, THD i osnovne događaje, što pokriva samo dio zahtjeva standarda EN 50160, ovi podaci su dovoljni za praćenje naponskih događaja i identifikaciju izvora poremećaja. Prikupljanje podataka sa brojila na niskom naponu je još u razvoju, dok je na srednjem naponu već široko primijenjeno, ali dominantno kroz brojila, a ne kroz posebne PQ analizatore.
Zbog toga je važno da zakonski i podzakonski akti jasno definišu kategorije i vrste mjerenja kvaliteta napajanja. To uključuje obavezno postavljanje statičkih PQ analizatora klase A (EN 61000-4-30) na srednjem naponu, pored brojila i kod proizvođača, kao i praćenje kvaliteta napona u NN blokovima TS SN/NN, bilo analizatorima ili brojilima sa registrima napona. Ovo je ključno jer rast distribuirane proizvodnje mijenja tokove energije tokom dana, pa mreža prelazi iz pasivne u aktivnu i zahtijeva precizniju identifikaciju izvora poremećaja.

6. ZAKLJUČAK

Kvalitet isporuke električne energije postaje sve važniji u uslovima energetske tranzicije i rasta distribuiranih izvora. Iako postojeći regulatorni okvir u Crnoj Gori postavlja osnovu za praćenje kvaliteta, on još uvijek ne obuhvata sve parametre i metodologije potrebne za stabilan rad mreže. Analiza tri tipična slučaja – kupac-proizvođač sa fotonaponskim sistemom, standardno domaćinstvo i industrijski potrošač – jasno pokazuje da se u praksi javljaju različiti oblici odstupanja: prenaponi usljed povratnog toka snage, podnaponi na dugim vodovima, povećani harmonici i izražena nesimetrija faza. U prvom slučaju, odstupanja su dostizala +12.84% i -24.23%, što ukazuje na snažan uticaj varijabilne proizvodnje i nedovoljnu regulaciju napona u NN mreži.
Ovi rezultati potvrđuju da je neophodno unaprijediti pravila i uskladiti ih sa EN 50160, uz jasno definisane postupke mjerenja, kategorije mjerenja i odgovornosti učesnika. Posebno je važno obezbijediti kombinovano praćenje kvaliteta napona- kroz pametna brojila, stalne mjerne tačke i PQ analizatore klase A – kako bi se pouzdano identifikovali izvori poremećaja i pravovremeno reagovalo na promjene u mreži. Time se stvaraju preduslovi za sigurnu integraciju distribuiranih izvora, pouzdan rad distributivne mreže i bolju zaštitu krajnjih korisnika.

LITERATURA

[1] Zakon o energetici (2016). Službeni list Crne Gore, br. 5/16, 51/17, 82/20, 59/21.
[2] Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema (2017). Službeni list Crne Gore, br. 70/17, 84/18, 24/19.
[3] Pravila o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom (2017). Službeni list Crne Gore, br. 26/17.
[4] EN Std. 50160, Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems, 2022.

Broj rada: R3-01

STANDARDIZOVANA KOMUNIKACIJA U ELEKTROENERGETSKIM SISTEMIMA: ULOGA ICCP/TASE.2 (IEC 60870-6) PROTOKOLA

STANDARDIZOVANA KOMUNIKACIJA U ELEKTROENERGETSKIM SISTEMIMA: ULOGA ICCP/TASE.2 (IEC 60870-6) PROTOKOLA

Željko ŽIVKOVIĆ, Schneider Electric doo Novi Sad, Republika Srbija*
Gordan KONEČNI, Institut Mihajlo Pupin Automatika doo Beograd Republika Srbija

SAŽETAK

Pouzdana razmena podataka između nadzorno-upravljačkih centara (SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition) predstavlja ključni preduslov za stabilnost i efikasnost savremenih elektroenergetskih sistema. U tom kontekstu, ICCP (Inter-Control Center Communications Protocol) / TASE.2 (Telecontrol Application Service Element 2), definisan standardom IEC 60870-6, omogućava sigurnu i standardizovanu komunikaciju između dispečerskih centara, SCADA platformi i operatera prenosnih sistema (TSO – Transmission System Operator) i distributivnih sistema (DSO – Distribution System Operator). Njegova primena je od posebnog značaja u tehnički heterogenim okruženjima i pri prekograničnoj saradnji, jer obezbeđuje razmenu ključnih operativnih informacija – stanja prekidača, merenja, alarma i energetskih tokova – čime se postiže pouzdana koordinacija između prenosnih i distributivnih mreža. Digitalna transformacija elektroprivrede i rast tržišnih zahteva nameću potrebu za integracijom naprednih funkcionalnosti, poput DMS (Distribution Management System) modula, u postojeće SCADA/ADMS (Advanced Distribution Management System) okruženje. Međutim, heterogenost softverskih rešenja različitih proizvođača stvara izazove u pogledu interoperabilnosti, održavanja konfiguracija i mapiranja podataka. ICCP/TASE.2, kao zreo i široko primenjivan protokol, predstavlja pouzdano rešenje za ove izazove, omogućavajući standardizovanu razmenu podataka i stabilnost sistema. Rad prikazuje značaj ICCP/TASE.2 protokola u modernizaciji elektroenergetskih sistema, sa fokusom na njegovu ulogu u povezivanju SCADA modula unutar ADMS-a i integraciji sa legacy okruženjima. Posebna pažnja posvećena je izazovima implementacije, bezbednosnim zahtevima i potrebama za dodatnim funkcionalnostima koje prevazilaze osnovne mogućnosti protokola, a ključne su za efikasno balansiranje sistema i podršku tržišnim mehanizmima. Na kraju, rad identifikuje pravce budućeg razvoja i mogućnosti unapređenja interoperabilnosti u regionalnim elektroenergetskim mrežama.

Ključne reči: ADMS, ICCP/TASE.2, SCADA, energetska mreža, Razmena operativnih podataka

ABSTRACT

Reliable data exchange between supervisory control centers (SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition) is a key prerequisite for the stability and efficiency of modern power systems. In this context, ICCP (Inter-Control Center Communications Protocol) / TASE.2 (Telecontrol Application Service Element 2), defined by the IEC 60870-6 standard, enables secure and standardized communication between dispatch centers, SCADA platforms, and transmission system operators (TSO) and distribution system operators (DSO). Its application is particularly important in technically heterogeneous environments and in cross-border cooperation, as it ensures the exchange of critical operational information—such as breaker status, measurements, alarms, and power flows thus achieving reliable coordination between transmission and distribution networks. The digital transformation of the power sector and growing market demands create the need to integrate advanced functionalities, such as DMS (Distribution Management System) modules, into existing SCADA/ADMS (Advanced Distribution Management System) environments. However, the heterogeneity of software solutions from different vendors poses challenges in terms of interoperability, configuration maintenance, and data mapping. ICCP/TASE.2, as a mature and widely adopted protocol, offers a reliable solution to these challenges by enabling standardized data exchange and system stability. This paper highlights the importance of the ICCP/TASE.2 protocol in the modernization of power systems, focusing on its role in connecting SCADA modules within ADMS and integrating with legacy environments. Special attention is given to implementation challenges, security

* zeljko.zivkovic@se.com gordan.konecni@pupin.rs

requirements, and the need for additional functionalities that go beyond the protocol's basic capabilities but are essential for efficient system balancing and market mechanism support. Finally, the paper identifies future development directions and opportunities for improving interoperability in regional power networks.

Keywords: ADMS, Cloud, Cybersecurity, Digital Transformation, On-Premises.

1. UVOD

Savremeni elektroenergetski sistemi karakterišu se povećanom složenošću i međuzavisnošću s drugim sistemima, rastućim zahtevima za pouzdanošću i potrebom za brzom obradom velikog broja podataka u realnom vremenu. U takvom okruženju različite nadzorno-upravljačke platforme, poput SCADA, EMS i ADMS sistema, moraju funkcionisati kao integrisana celina, bez obzira na tehnološku raznolikost korišćenih rešenja. Obezbeđivanje pouzdane i standardizovane komunikacije između kontrolnih centara predstavlja osnovni preduslov za stabilno upravljanje energetskim tokovima i efikasnu koordinaciju između svih učesnika elektroenergetskog sistema.

Potrebom za većom interoperabilnošću nameće se zahtev za komunikacionim protokolima koji omogućavaju deterministički, sigurnu i skalabilnu razmenu informacija u realnom vremenu. ICCP/TASE.2 protokol (IEC 60870-6) predstavlja međunarodno prihvaćen standard za međusobnu komunikaciju između centara upravljanja i široko je primenjen u elektroenergetskom sektoru. Ovaj protokol omogućava prenos merenja, statusnih informacija, alarma, događaja i drugih operativnih podataka neophodnih za nadzor i upravljanje prenosnim i distributivnim mrežama.

Arhitektura ICCP/TASE.2 zasniva se na MMS specifikaciji, što omogućava modularnost, fleksibilnu primenu i visoku pouzdanost prilikom razmene podataka. Standardizovano imenovanje, jasno definisani tipovi podataka i mogućnost formiranja logičkih skupova (Data Sets) doprinose skalabilnosti i jednostavnijoj integraciji u složena višesistemska okruženja. Time se obezbeđuje konzistentan prenos informacija između različitih SCADA i ADMS platformi, koje mogu poticati od različitih proizvođača ili biti zasnovane na različitim modelima podataka.

Rastuća primena naprednih funkcionalnosti, kao što su optimizacija tokova snaga, procena stanja, automatizovano upravljanje događajima i integracija distribuiranih energetskih resursa, dodatno naglašava potrebu za pouzdanim među-centarskim komunikacionim vezama. U takvom sistemskom okruženju ICCP/TASE.2 postaje ključni element koji obezbeđuje dosledan protok informacija između slojeva upravljanja, čime se omogućava efikasnije vođenje mreže i podrška naprednim analitičkim i operativnim procesima.

Ovaj rad daje pregled uloge ICCP/TASE.2 protokola u standardizovanoj komunikaciji između SCADA i ADMS sistema i obrađuje njegove osnovne funkcionalnosti, arhitektonske koncepte i izazove integracije u heterogenim okruženjima. Posebna pažnja posvećena je interoperabilnosti, bezbednosnim aspektima i potrebi za jasno definisanim modelima podataka. U posebnom poglavlju biće predstavljena i ilustrativna studija slučaja testiranja komunikacije između dva nezavisna sistema, sa fokusom na konfiguraciju, performanse i validaciju mapiranja signala.

2. STANDARDIZOVANA KOMUNIKACIJA U ELEKTROENERGETSKIM SISTEMIMA

Standardizovana razmena podataka u elektroenergetskim sistemima predstavlja ključni element stabilnog i koordinisanog rada nadzorno-upravljačkih centara. Savremeni elektroenergetski sistemi obuhvataju različite SCADA, EMS i ADMS platforme koje često potiču od različitih proizvođača i zasnovane su na različitim konstrukcionim principima i komunikacionim modelima. Zbog toga je neophodno obezbediti jedinstven komunikacioni okvir koji omogućava pouzdanu i determinističu razmenu operativnih informacija u realnom vremenu uz visok nivo interoperabilnosti. Međunarodni standardi IEC 60870 serije pružaju osnovu za ovakav vid komunikacije, pri čemu standard IEC 60870-6 definiše protokol ICCP/TASE.2 namenjen komunikaciji između viših upravljačkih nivoa.

ICCP/TASE.2 predstavlja globalno prihvaćeno rešenje za razmenu podataka između nadzorno-upravljačkih centara. Protokol omogućava prenos podataka o merenjima, statusnih indikacija, komandnih zahteva, alarmnih informacija, događaja, trendova i drugih podataka ključnih za operativno upravljanje elektroenergetskim sistemima. Zahvaljujući nezavisnosti od proizvođača i kompatibilnosti sa različitim sistemima, protokol se široko primenjuje u heterogenim okruženjima i okruženjima sa više SCADA i ADMS instanci. Njegova arhitektura zasniva se na MMS (Manufacturing Message Specification) mehanizmu, što omogućava modularno i precizno definisanje strukture podataka, logičko grupisanje informacija i determinisano ponašanje komunikacionih sesija [2].

Komunikacija u ICCP/TASE.2 zasniva se na modelu klijent-server. Sistemi koji poseduju podatke funkcionišu kao serveri, dok sistemi kojima su podaci potrebni preuzimaju ulogu klijenata. Prenos informacija obavlja se preko stabilne TCP/IP veze, uz mogućnost primene dodatnih slojeva sigurnosti u zavisnosti od konkretne

implementacije. Podaci se prenose putem Data Value elemenata, dok se veće celine organizuju u Data Set objekta čime se omogućava tematsko grupisanje signala. Uslovi i način prenosa Data Set objekata upravljaju se konfiguracijom Transfer Set objekata, čime se može definisati slanje informacija na promenu, periodično ili kroz integritetni ciklus. Prava pristupa i međusobna saglasnost sistema o tome koji se podaci razmenjuju definišu se bilateralnim tabelama.

Podrška različitim tipovima podataka omogućava prilagođenu i preciznu razmenu informacija. Objekti podataka tipa Real koriste se za merenja, State tipovi za statusne signale, a Discrete vrednosti za celobrojne podatke. Kvalitet podataka obezbeđuje informacije o validnosti i poreklu signala, dok vremenske oznake omogućavaju precizno određivanje trenutka nastanka događaja i praćenje sekvenci događaja. Proširene vremenske oznake sa milisekundnom rezolucijom posebno su značajne pri analizi hronološki registrovanih zapisa, HRD, odnosno SOE.

Primena ICCP/TASE.2 protokola posebno je izražena u sistemima gde se zahteva koordinacija između više kontrolnih centara, uključujući komunikaciju između TSO i DSO organizacija, između različitih regionalnih sistema upravljanja, kao i između SCADA i ADMS/EMS platformi. Ovakav pristup omogućava eliminisanje nesklada između različitih izvora podataka, pojednostavljuje integracije i redukuje potrebu za kompleksnim i nestandardizovanim međusistemskim vezama. Time se postiže bolja operativna usklađenost i poboljšava efikasnost rada celokupnog elektroenergetskog sistema.

Uprkos brojnim prednostima, upotreba ICCP/TASE.2 protokola nosi određene izazove. Protokol ne predviđa prenos strukturalnih model mreže, već samo operativnih podataka, što može zahtevati dodatne mehanizme za integraciju modelskih informacija u ADMS/EMS sisteme. Implementacija zahteva detaljno mapiranje signala i jasno definisanje imenovanja podataka, što u heterogenim okruženjima može predstavljati značajan izazov. Takođe, pažljivo dimenzionisanje Data Set-ova i ukupnog saobraćaja neophodno je kako bi se izbeglo preopterećenje komunikacionih kanala ili servera. Ipak, stabilnost, fleksibilnost i široka primena čine ICCP/TASE.2 i dalje najpouzdanijim i najčešće korišćenim protokolom za komunikaciju između kontrolnih centara u elektroenergetskim sistemima.

3. ULOGA ICCP/TASE.2 U INTEGRACIJI SCADA I ADMS SISTEMA

Integracija SCADA i ADMS sistema predstavlja jedan od ključnih elemenata digitalne transformacije elektroenergetskih mreža, jer obezbeđuje objedinjeno upravljanje, naprednu analitiku i bolju operativnu vidljivost u realnom vremenu. U takvom okruženju, ICCP/TASE.2 protokol ima centralnu ulogu kao standardizovani mehanizam za razmenu podataka između postojećih SCADA platformi i novog ADMS sloja. Budući da SCADA sistemi tradicionalno funkcionišu kao primarni izvor telemetrije, statusnih informacija, alarmnih događaja i SOE zapisa, njihova integracija preko pouzdane međusistemske veze postaje preduslov za pravilno funkcionisanje ADMS modula.

Različite generacije SCADA sistema, kao i heterogeni softverski i hardverski ekosistemi, često koriste različite interne modele podataka i mehanizme obrade informacija, što značajno otežava direktnu vezu sa centralizovanim ADMS okruženjem. Zbog toga se ICCP/TASE.2 preporučuje kao neutralni standard koji omogućava razmenu operativnih podataka bez potrebe za dubokim intervencijama u postojeću SCADA arhitekturu. S obzirom na to da protokol podržava prenos analognih vrednosti, digitalnih stanja, alarmnih indikatora i proširenih vremenskih oznaka, ADMS sistemi na ovaj način dobijaju sve neophodne informacije za realizaciju ključnih funkcionalnosti kao što su analiza tokova snaga, procena stanja, upravljanje događajima, reonizacija, upravljanje resursima fleksibilnosti i optimizacija rada mreže.

Korišćenjem ICCP/TASE.2 protokola omogućava se i očuvanje postojećih operativnih procedura u SCADA sistemima. Pošto se podaci i dalje primarno akviziraju, obrađuju i validiraju na SCADA serverima, ADMS platforma ih preuzima u standardizovanom formatu bez narušavanja funkcionisanja izvornog sistema. Ovakav pristup sprečava dupliciranje komunikacionih veza sa terenskim uređajima, smanjuje opterećenje telekomunikacionih kanala i smanjuje rizik od neusaglašenosti ili nekonzistentnosti podataka.

ICCP/TASE.2 protokol obezbeđuje i mogućnost preciznog definisanja skupova podataka (Data Sets) koji se prenose između SCADA i ADMS sistema. Time se omogućava tačno filtriranje informacija relevantnih za određenu funkcionalnost, kao i optimizacija saobraćaja na komunikacionim kanalima. Uz to, upravljanje prenosom preko Transfer Set mehanizama omogućava prenos informacija na promenu, periodično ili u vidu integritetne provere, čime se postiže optimalan balans između frekvencije razmene i stabilnosti sistema. Zbog toga ADMS dobija samo one podatke koji su zaista operativno relevantni, što povećava efikasnost rada naprednih modula.

Poseban značaj ICCP/TASE.2 protokola ogleda se u integraciji sa postojećim SCADA okruženjima, gde je potreba za modernizacijom praćena zahtevom da se očuva postojeća infrastruktura s postojećim načinima razmene podataka. Protokol na ovaj način obezbeđuje univerzalni interfejs koji može da se primeni bez obzira na arhitekturu i verziju SCADA sistema, što omogućava faznu i kontrolisanu modernizaciju elektroenergetskih informatičkih sistema bez potrebe za obimnim rekonstrukcijama postojećih rešenja.

Osim funkcionalnog aspekta, primena ICCP/TASE.2 doprinosi i unapređenju bezbednosti informacionih sistema. Jedinstvena komunikaciona tačka između SCADA i ADMS sloja pojednostavljuje implementaciju sigurnosnih politika, nadzor pristupa i upravljanje komunikacionim kanalima. Ovakav pristup olakšava primenu sigurnosnih mehanizama, kao što su segmentacija mreže, višeslojna autentikacija i nadzor komunikacionih sesija.

Sve ove karakteristike čine ICCP/TASE.2 protokol ključnim elementom integracije SCADA, ADMS i potencijalno drugih sistema. Korišćenjem standardizovanog i interoperabilnog mehanizma razmene podataka obezbeđuje se stabilna, dosledna i pouzdana osnova za napredne funkcionalnosti i digitalnu transformaciju elektroenergetskih mreža. Na taj način se stvara jedinstvena informatička platforma koja omogućava efikasnije upravljanje mrežom, brže donošenje odluka i bolju adaptabilnost ka budućim tehnološkim i tržišnim zahtevima.

3.1 ICCP/TASE.2 kao omogućavajući mehanizam fazne modernizacije i proširenja ADMS sistema

U savremenim distributivnim elektroenergetskim sistemima, modernizacija upravljačke infrastrukture se u praksi najčešće realizuje fazno, uz jasno definisana ograničenja u pogledu investicionih sredstava, raspoloživih ljudskih resursa i prihvatljivog operativnog rizika. U takvom okruženju, ICCP/TASE.2 protokol, definisan standardom IEC 60870-6, predstavlja ključni omogućavajući mehanizam za postepeno uvođenje i kasnije proširenje ADMS funkcionalnosti, uz očuvanje stabilnosti postojećih SCADA sistema [1].

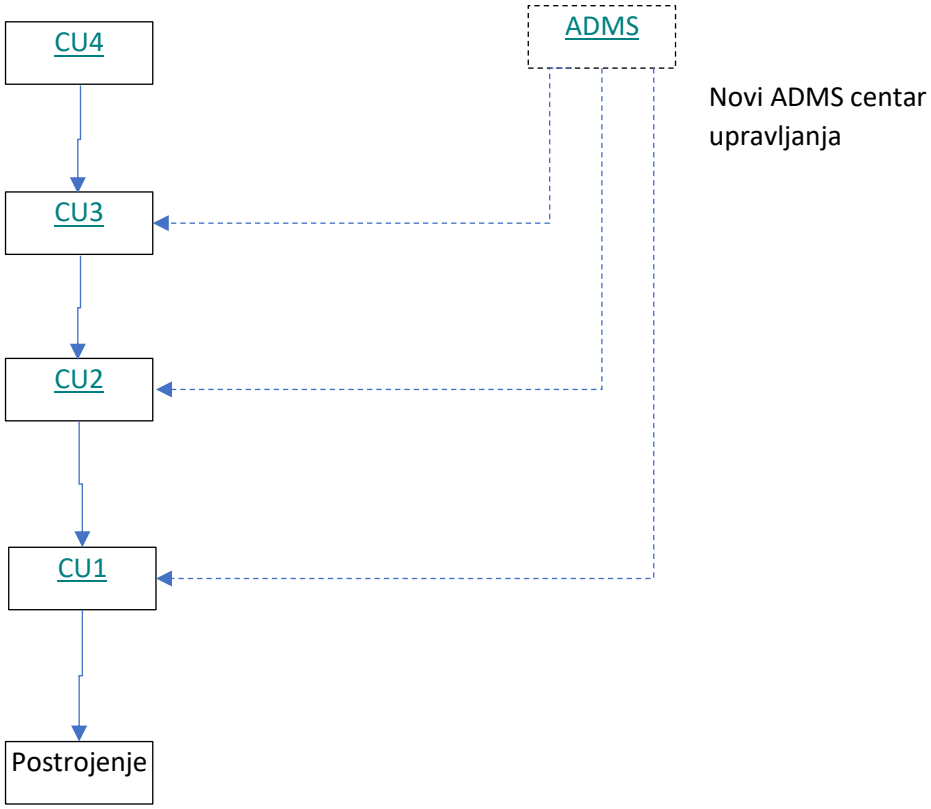
Korišćenjem ICCP/TASE.2 protokola, SCADA sistemi zadržavaju ulogu primarnog izvora operativnih podataka, dok se ADMS platforma uvodi kao nadgradni sloj koji koristi već dostupne i standardizovane informacije. Ovakav pristup omogućava operatorima da maksimalno iskoriste postojeće softverske licence i konfiguracije, čak i u slučajevima kada pojedini ADMS moduli nisu odmah aktivirani u produkcionom radu. Prisustvo standardizovanog ICCP interfejsa obezbeđuje da su svi relevantni procesni podaci već dostupni u interoperabilnom formatu, čime se značajno pojednostavljuju buduća funkcionalna proširenja sistema [4].

Dodatna prednost ovakvog modela ogleda se u mogućnosti da se proširenje opsega ADMS sistema realizuje kroz kontrolisane nadogradnje (upgrade), bez potrebe za ponovnom integracijom osnovnih komunikacionih veza. Time se smanjuje kompleksnost naknadnih projekata, skraćuje vreme implementacije i značajno redukuje rizik od poremećaja u radu produkcionog sistema. ICCP/TASE.2 se u tom kontekstu ne posmatra isključivo kao komunikacioni protokol, već kao strateški element koji omogućava dugoročno planiranje i održivu digitalnu transformaciju elektroenergetskih sistema [4].

4. ARHITEKTURA I PRISTUP INTEGRACIJI SCADA I ADMS SISTEMA PREKO ICCP/TASE.2

Ovakav model integracije, razvijen i primenjen u realnom distributivnom okruženju, predstavlja osnovu za razumevanje načina na koji se mogu povezati tradicionalni SCADA sistemi i savremene ADMS platforme preko standardizovanog ICCP interfejsa. U daljem delu rada koristiće se primer iz praktičnog operativnog sistema EDS (Elektrodistribucija Srbije), gde je ovakav pristup implementiran kao deo modernizacije upravljačke infrastrukture i unifikacije procesa upravljanja na nivou distributivnih područja.

U ovom kontekstu EDS predstavlja složeno organizaciono i tehničko okruženje u kojem decentralizovani SCADA centri prikupljaju i konsoliduju podatke iz elektroenergetskih objekata različitih naponskih nivoa. Ceo sistem upravljanja EDS-a je koncipiran hijerarhijski, gde lokalni centri upravljanja na nižim nivoima hijerarhije komuniciraju direktno s uređajima u polju i zaduženi su za nadzor i upravljanje nad svim objektima na svom području. Odabrani skupovi podataka se iz ovih centara prosleđuju TASE2/ICCP vezom ka njima nadređenim centrima. Centri viših nivoa prikupljaju podatke iz podređenih centara, kao i od direktno podređenih uređaja u polju, zaduženi su za nadzor i upravljanje širim područjima i prosleđuju odabrane podskupove podataka njima nadređenim centrima, sve do jedinstvenog glavnog centra upravljanja. Nadležnost komandovanja pojedinim elementima elektroenergetske opreme se realizuje konfiguracijom, odnosno pravilima operativnog rada.



Slika 1 Realizacija novog ADMS centra upravljanja u okviru postojeće hijerarhije centara upravljanja EDS-a

Ovaj koncept sprege između centara upravljanja je primenjen na integraciju novih ADMS sistema, Slika 1, koja prikazuje uprošćeni deo hijerarhije centara upravljanja EDS-a. Koncept podrazumeva realizaciju ADMS sistema kao novih centara upravljanja koji pristupa podacima na postojećim centrima upravljanja. Ovi podaci zatim postaju ulazni sloj za ADMS funkcionalnosti koje se uvode u okviru modernizacije upravljačkih sistema. SCADA zadržava ulogu primarnog izvora procesnih informacija, dok ADMS preuzima funkciju nadgradnog sloja za analizu, optimizaciju i koordinisano upravljanje. U cilju minimizacije vremena odziva na upravljačke zahteve, realizuje se direktna TASE2/ICCP veza sa svim centrima upravljanja koji poseduju upravljačke mogućnosti. Integracija preko TASE2/ICCP protokola omogućava da se svi sistemi povežu bez narušavanja postojećih tokova podataka i bez potrebe za redefinisanjem komunikacije sa terenskim uređajima.Na primeru EDS okruženja moguće je prikazati kako se kroz ICCP/TASE.2 uspostavlja stabilna i standardizovana razmena podataka između dva nezavisna sistema, uz očuvanje hijerarhije i procesnih pravila u SCADA mreži. Formiranje logičkih skupova podataka, mapiranje signala, uspostavljanje pravila prenosa i upravljanje kvalitetom informacija izvedeno je na način koji omogućava da oba sistema funkcionišu kao jedinstvena celina, ali uz jasno definisane uloge i odgovornosti.

4.1 Organizacioni i operativni aspekti implementacije ICCP/TASE.2 integracije

Pored tehničkih zahteva, implementacija ICCP/TASE.2 protokola u realnim elektroenergetskim okruženjima podrazumeva i jasno definisane organizacione i operativne procedure. Integracija SCADA i ADMS sistema preko međusistemskih veza zahteva precizno definisanje nadležnosti komandovanja, pravila pristupa podacima i odgovornosti za održavanje konfiguracija na obe strane komunikacije. Ovi aspekti su posebno naglašeni u organizacijama sa višeslojnom hijerarhijom centara upravljanja, gde je neophodno obezbediti doslednost operativnih procesa na svim nivoima sistema [2].

U takvim okruženjima, standardizacija konvencija imenovanja, strukture komunikacionih objekata za raymenu i pravila prenosa podataka predstavlja ključni preduslov za dugoročnu održivost sistema. Svaka promena u konfiguraciji jednog sistema potencijalno može imati uticaj na više povezanih sistema, zbog čega je neophodno uspostaviti formalne mehanizme upravljanja promenama. ICCP/TASE.2 protokol, zahvaljujući jasno definisanim

bilateralnim tabelama i deterministi̇čkom ponašanju komunikacionih sesija, značajno olakšava ovu koordinaciju, ali ne eliminiše potrebu za jasno definisanim procedurama i odgovornostima [5].

Iskustva iz velikih implementacija pokazuju da uspešnost ICCP integracije u značajnoj meri zavisi od rane uključenosti operativnog osoblja, sistem inženjera i stručnjaka za komunikacione protokole. Takav multidisciplinarni pristup omogućava da tehničko rešenje bude usklađeno sa realnim operativnim potrebama, čime se smanjuje rizik od kasnijih korekcija i obezbeđuje stabilan rad sistema u produkcionom okruženju.

Ovaj primer biće detaljnije prikazan u narednom poglavlju, gde će se prikazati način uspostavljanja ICCP veze, izbor Data Set struktura, pravila prenosa podataka, specifičnosti mapiranja i pregled osnovnih rezultata verifikacionih testova. Takav pristup omogućava da se studija slučaja iskoristi kao reprezentativan model za primenu ICCP/TASE.2 u distributivnim okruženjima sa postojećom SCADA infrastrukturom i novim ADMS sistemom.

5. STUDIJA SLUČAJA NA PRIMERU EDS INTEGRACIJE

Projekat nadogradnje sistema upravljanja EDS-a ADMS funkcionalnostima je podrazumevao realizaciju 5 nezavisnih ADMS servera koji komuniciraju sa preko 120 centara upravljanja raspoređenih po odgovarajućim područjima. Kao što je već rečeno, svaki od ADMS centara komunicira sa svim SCADA centrima na području nadležnosti koji imaju upravljačke mogućnosti. Integracija ADMS centra je generalno podrazumevala više aspekata:

- Usaglašavanje modelskih podataka i konvencije imenovanja
- Definisanje mehanizama razmene konfiguracija u cilju lakše implementacije i kasnijeg održavanja sistema
- Definisanje mehanizma prenošenja nadležnosti komandovanja
- Definisanje obima podataka za razmenu u realnom vremenu i načina razmene
- Mehanizam testiranja ispravnosti realizacije

Ovaj rad se bavi prevashodno zadnjim dvema tačkama.

Podaci kojima raspolažu centri upravljanja se mogu grupisati u:

- Direktno daljinski očitane merene vrednosti
- Direktno daljinski očitane diskretne podatke, kao što su pozicije rasklopne opreme, jednobitni statusni podaci, kao i podaci s više stanja
- Sračunate vrednosti na osnovu očitanih podataka
- Informacije o događajima i alarmima generisanim na osnovu očitanih i izračunatih podataka
- Alarmni podaci s vremenskom oznakom generisani na strani uređaja u polju (HRD)
- Podaci o energizovanosti delova elektroenergetske mreže dobijeni topološkom analizom
- Podaci o ispravnosti elemenata samog sistema upravljanja

Generalno, zahtev za razmenom podataka u realnom vremenu je podrazumevao prenos svih obrađenih direktno očitanih podataka. Svi podaci višeg nivoa, odnosno izračunavanja i generisanje događaja bi se realizovali zasebno na ADMS centrima upravljanja. Ovaj generalni stav je morao da se prilagodi konkretnim slučajevima u zavisnosti od realizacije pojedinih sistema automatizacije upravljanih postrojenja. Prema tome:

- Svi mereni podaci se prenose kao realni tipovi sa kvalitetom (RealQ) kroz zasebne DataSet objekte na definisani period
- Svi direktno očitani podaci o pozicijama rasklopne opreme se prenose kao dvobitni statusni podaci s vremenskom oznakom (StateQTimeTag) dodeljenom kada je relevantni podatak stigao u centar upravljanja. Izuzetak su oni slučajevi gde se pozicije dobijaju izračunavanjem; u tom slučaju se prenose samo sračunate vrednosti.
- Svi jednobitni direktno očitani podaci se prenose kao takvi sa vremenskom oznakom dodeljenom u centru upravljanja
- Svi kodirani podaci, kao što su ispravnost opreme ili elemenata sistema upravljanja, koji se u centre upravljanja dobijaju kao enumeracije, se prenose kao izračunati zasebni jednobitni statusni podaci s vremenskom oznakom (StateQTimeTag). Svi podaci tipa StateQTimeTag se prenose zasebnim DataSet objektima. Mehanizam prenosa je na promenu i po izuzetku (prenose se samo promenjene veličine) uz definisan period provere integriteta podataka. Dodatno, uključen je mehanizam prenosa svih promena (AllChangesReported) da bi se garantovao prenos uzastopnih brzih promena statusnih podataka.

- Događaji sa vremenskom oznakom generisanom na uređajima u polju se prenose sa milisekundnom vremenskom oznakom (StateQTimeTagExtended). Ovi podaci su grupisani u zasebne DataSet objekte, prenose se na promenu, po izuzetku i sa uključenim mehanizmom prenosa svih promena. Prenos na period integriteta nije dozvoljen. Ovi podaci su posebno identifikovani protokolskim imenom i podležu zasebnoj obradi na strani ADMS centara.
- Događaji i alarmi se detektuju i generišu zasebno u ADMS centrima upravljanja na osnovu dobijenih podataka u realnom vremenu prema konfiguracionim podacima preuzetih od SCADA centara
- Svi ostali izračunati podaci, kao i rezultati topoloških proračuna se na razmenjuju, već se sračunavaju nanovo u ADMS centrima.

Svi podaci tipa RealQ i StateQTimeTag se automatski grupišu u odgovarajuće DataSet objekte na strani ADMS centara. Poseban izazov u realizaciji je predstavljao prenos HRD zapisa, odnosno podataka tipa StateQTimeTagExtended. Za svaku promenu datog elementa, postojeći sistem šalje dva podataka, jedan generisan na strani SCADA sistema i drugi, generisan na osnovu podataka sa uređaja u polju. Prvi se koriste za sve proračune u realnom vremenu, dok se potonji koriste samo za formiranje logova za naknadne analize. Iz ovog razloga, realizovana su dva nezavisna puta prenosa ovih podataka. Podaci koji se prenose kao HRD zapisi se nazivno i tipski razlikuju da bi se olakšala njihova obrada kroz ADMS aplikacije.

6. TESTIRANJE

Efikasno testiranje ispravnosti implementacije integracije novog sistema u postojeći sistem upravljanja, kojim se upravlja celokupnom distributivnom mrežom predstavlja izazov za sebe. Heterogenost sistema automatizacije u postrojenjima dodatno usložnjava definisanje jedinstvenog načina brze provere implementacije sistema. Neka postrojenja poseduju napredne testne mogućnosti, dok je na onim starijim to nemoguće. Pristup testiranju je stoga zamišljen u dva koraka:

- Automatizovano testiranje celog ispravnosti mehanizma integracije na nivou komunikacije između centara
- Detaljno testiranje na nivou pojedinih postrojenja kada se za to steknu tehnički uslovi

Automatizovano testiranje podrazumeva realizaciju simulacionog mehanizma na nivou SCADA centra kojim bi se proverio prenos svih podataka u celokupnom definisanom opsegu vrednosti. Na ovaj način se svaki podatak provodi kroz sva stanja u kojem može da se nađe. Po završetku simulacije, automatizovani mehanizam provere ispravnosti upoređuje prenos svih vrednosti, generisanje svih događaja i alarma i usaglašenost svih proračuna na obe strane komunikacije. Na ovaj način je omogućeno veoma brzo i kontrolisano proveravanje razmenjenih konfiguracija sistema, same protokolske konfiguracije, kao i prenos u realnom vremenu sa SCADA centara na ADMS centre. Testiranje ispravnosti realizacije komandi je moguće blokadom komandi na predmetnom centru upravljanja i analizom poslatih komandnih zahteva sa ADMS centra, bez uticaja na sam proces upravljanja. Po završetku verifikacije automatizovanog testiranja po svim pravcima komunikacije, sistem se smatra dovoljno pouzdanim za paralelan rad bez mogućnosti komandovanja dok se ne izvrše detaljna testiranja na celoj komunikacionoj putanji do predmetnih objekata.

7. ZAKLJUČAK

U radu je prikazan način integracije naprednih ADMS funkcionalnosti u postojeće sistema upravljanja korišćenjem standardnog TASE2/ICCP protokola za razmenu podataka u realnom vremenu. Detalji realizacije i izazovi pri implementaciji su dodatno opisani, kao i pristup testiranju ove integracije.

Koncepti opisani u ovom radu su dovoljno generički da mogu da se primene i na integraciju drugih sistema u postojeće sistema upravljanja.

Dodatno, prikazani koncept integracije preko ICCP/TASE.2 protokola potvrđuje da standardizovana komunikacija predstavlja ne samo tehničko, već i strateško rešenje za dugoročni razvoj elektroenergetskih sistema. Omogućavanjem faznog uvođenja ADMS funkcionalnosti i kasnijeg proširenja opsega sistema kroz nadogradnje, operatorima se pruža potrebna fleksibilnost da modernizaciju prilagode realnim operativnim i finansijskim ograničenjima [1], [2] [5].

Na ovaj način, ICCP/TASE.2 protokol postaje temelj održive digitalne transformacije elektroenergetskih mreža, obezbeđujući stabilnu i interoperabilnu osnovu za integraciju dodatnih sistema, unapređenje analitičkih funkcionalnosti i odgovor na rastuće zahteve tržišta i regulatornog okvira.

LITERATURA

[1] IEC 60870-6: Telecontrol equipment and systems – Part 6: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations. International Electrotechnical Commission.

[2] CIGRE Working Group D2.24, Intercontrol Center Communications (ICCP/TASE.2) for Power System Operations, CIGRE Technical Brochure 498, CIGRE, Paris, 2012, ISBN 978-2-85873-190-9.

[3] Ž. Živković, G. Konečni, Integracija ADMS i postojećih SCADA sistema u cilju efikasnijeg upravljanja distributivnom mrežom, u zborniku radova Energetika 2025, Schneider Electric doo, Novi Sad, i Institut Mihajlo Pupin Automatika doo, Beograd, 2025.

[4] CIRED Working Group, Integration of ADMS into Existing Distribution Control Centers, CIRED Technical Report, 2018.

[5] ENTSO-E, Interoperability and Data Exchange in Control Centers, Technical Report, Brussels, 2018.

Broj rada: R3-02

IMPLEMENTACIJA SISTEMA ZA NAPREDNU AUTOMATIZACIJU SREDNJENAPONSKE DISTRIBUTIVNE MREŽE

IMPLEMENTATION OF ADVANCED MEDIUM VOLTAGE AUTOMATION SYSTEMS

Miloš ISAILOVIĆ, Siemens d.o.o. Beograd, Srbija*
Anđela SIMOVIĆ, Siemens d.o.o. Beograd, Srbija
Nikola ČOLOVIĆ, Siemens d.o.o. Beograd, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Ovaj rad se bavi kritičnim zahtevima i sistematičnim procesom implementacije za primenu naprednih sistema automatizacije srednjenaponske (SN) mreže. Izlažemo ključna razmatranja, uključujući potrebu za robusnom komunikacionom infrastrukturom, preciznim mogućnostima detekcije i izolacije kvarova, besprekornom integracijom sa postojećim SCADA i poslovnim sistemima, kao i imperativ otpornosti na sajber bezbednosne pretnje.

Ključne riječi: Pametne mreže, Automatizacija, Digitalizacija

ABSTRACT

This paper addresses the critical requirements and systematic implementation process for deploying advanced MV grid automation systems. We outline key considerations, including the need for robust communication infrastructure, precise fault detection and isolation capabilities, seamless integration with existing SCADA and enterprise systems, and the imperative for cybersecurity resilience.

Key words: Smart grid, Automation, Digitalization

1. UVOD

Savremeni razvoj elektroenergetskog sistema karakteriše izražena potreba za povećanjem pouzdanosti, efikasnosti i fleksibilnosti rada distributivnih mreža. U tom kontekstu, srednjenaponske distributivne mreže zauzimaju posebno značajno mesto, budući da predstavljaju ključni nivo za distribuciju električne energije krajnjim korisnicima, ali i segment sistema u kojem se sve intenzivnije ispoljavaju posledice promene strukture opterećenja, porasta potrošnje i integracije distribuiranih izvora energije. Konvencionalni koncept upravljanja distributivnim mrežama, zasnovan na ograničenoj opservabilnosti sistema i dominantno manuelnim postupcima lokalizacije i otklanjanja poremećaja, sve teže odgovara savremenim eksploatacionim zahtevima. U uslovima povećane složenosti mreže i potrebe za brzim reagovanjem u slučaju kvarova, primena naprednih automatizacionih funkcija postaje jedan od osnovnih preduslova za unapređenje rada operatera distributivnog sistema. Sistem za naprednu automatizaciju srednjenaponskih distributivnih mreža obuhvata skup hardverskih i softverskih rešenja namenjenih za nadzor, upravljanje, zaštitu i optimizaciju rada mreže u realnom vremenu. Njegovu osnovu čine inteligentni elektronski uređaji, daljinski upravljiva prekidačka oprema, komunikaciona infrastruktura, kao i nadređeni sistemi za nadzor i upravljanje, kao što su SCADA i DMS platforme. Integracijom navedenih komponenti omogućava se pravovremeno prikupljanje podataka sa terena, analiza pogonskog stanja sistema i automatizovano donošenje upravljačkih odluka u cilju očuvanja kontinuiteta napajanja i povećanja operativne efikasnosti. Poseban značaj ovih sistema ogleda se u mogućnosti realizacije funkcija kao što su automatska detekcija kvara, izolacija oštećenog

* Miloš Isailović, milos.isailovic@siemens.com; Anđela Simović; andjela.simovic@siemens.com; Nikola Čolović, nikola.colovic@siemens.com

dela mreže i rekonfiguracija napojnih puteva, čime se značajno skraćuje vreme prekida napajanja i smanjuje broj pogođenih korisnika. Na taj način direktno se utiče na poboljšanje pokazatelja pouzdanosti distributivnog sistema, pre svega indeksa trajanja i učestalosti prekida napajanja. Pored tehničkih koristi, implementacija automatizacionih sistema doprinosi i smanjenju troškova eksploatacije, efikasnijem angažovanju terenskih ekipa i unapređenju ukupnog kvaliteta usluge koju operator pruža korisnicima. Dodatnu dimenziju značaja napredne automatizacije predstavlja tranzicija ka konceptu inteligentnih mreža, u okviru koje distributivni sistemi više nisu pasivni prenosioci energije, već aktivni i dinamični sistemi sa sve izraženijom potrebom za adaptivnim upravljanjem. Integracija distribuiranih energetskih resursa, uključujući obnovljive izvore, sisteme skladištenja energije i aktivne potrošače, uslovljava primenu sofisticiranijih modela nadzora i upravljanja, koji prevazilaze mogućnosti tradicionalnih rešenja. U takvom okruženju, napredna automatizacija srednjenaponskih mreža predstavlja jednu od ključnih tehnoloških osnova za ostvarivanje sigurnog, otpornog i ekonomski opravdanog rada distributivnog sistema. Implementacija ovakvih sistema, međutim, ne podrazumeva isključivo ugradnju savremene opreme, već zahteva celovit pristup koji uključuje projektovanje arhitekture sistema, izbor komunikacionih tehnologija i protokola, integraciju sa postojećim infrastrukturnim i softverskim rešenjima, kao i razmatranje zahteva pouzdanosti, interoperabilnosti i sajber bezbednosti. Zbog toga se proces implementacije mora posmatrati kao višeslojan inženjerski i organizacioni zadatak, čiji uspeh zavisi od usklađenog delovanja tehnoloških, ekonomskih i eksploatacionih faktora. Predmet ovog rada jeste razmatranje implementacije sistema za naprednu automatizaciju srednjenaponskih distributivnih mreža, sa posebnim osvrtom na arhitekturu sistema, ključne funkcionalnosti i efekte njihove primene u realnim pogonskim uslovima. Cilj rada je da se ukaže na značaj ovih sistema u unapređenju pouzdanosti i efikasnosti rada distributivne mreže, kao i na neophodne preduslove za impelementaciju ovakvih sistema.

2. PREDUSLOVI ZA IMPLEMENTACIJU SISTEMA

Konvencionalne distributivne mreže su posmatrane kao pasivne radijalne strukture sa jednosmernim tokovima snaga od VN/SN trafostanica ka krajnjim potrošačima. Tokovi snaga u takvom sistemu relativno stabilni i određeni prvenstveno potrošnjom, koja ima relativno stabilan i ponovljiv karakter uslovljenim dnevnim, nedeljnim i sezonskim dijagramima opterećenja od kojih je bilo malih odstupanja. Zbog toga ukupno opterećenje na nivou izvoda, trafostanice ili jednog dela distributivne mreže pokazuje stabilne trendove i ograničena odstupanja, što omogućava pouzdanu kratkoročnu i dugoročnu prognozu. Time je i dimenzionisanje elemenata distributivne mreže bilo jednostavnije, jer su se nazivna opterećenja vodova, transformatora i prekidačke opreme mogla određivati na osnovu jasno definisanih vršnih vrednosti i očekivanih režima rada.

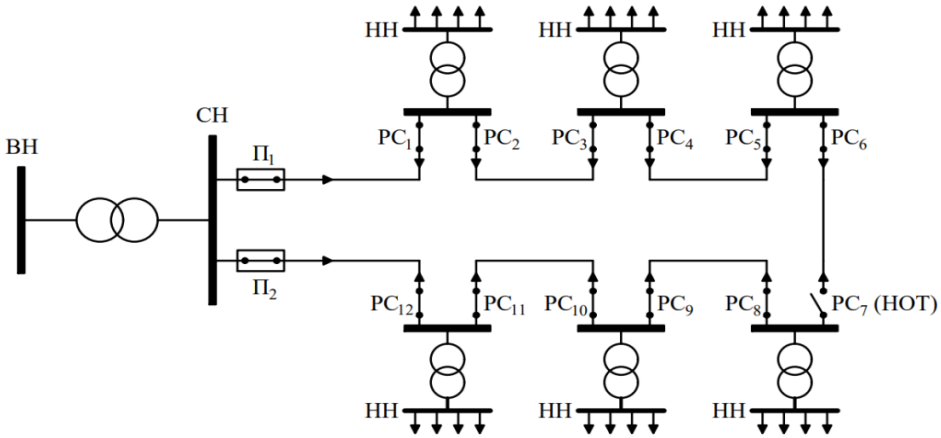
Povećanje udela distribuiranih izvora energije (eng. *Distributed Energy Resources - DER*) u distributivnim mrežama, u kombinaciji sa sve strožim zahtevima za efikasnost, pouzdanost i kvalitet električne energije, dovelo je do značajnih promena u radu srednjenaponske mreže. Integracija interminentnih izvora uvodi dvosmerne tokove snaga i dinamične promene opterećenja, što povećava kompleksnost mrežne topologije i zahteva primenu naprednih kontrolnih i upravljivih elemenata, uključujući motorizovane rastavne i sekcione prekidače, inteligentne uređaje za merenje i funkcije automatskog upravljanja naponom i tokovima snaga.

Implementacija sistema za naprednu automatizaciju SN distributivnih mreža zahteva uspostavljanje odgovarajuće arhitekture za nadzor, upravljanje, kao i ispunjenje tehničkih, komunikacionih, organizacionih preduslova i obradu podataka. Obradu podataka u ovakvim sistemima vrši centralni kontroler koji ima ulogu prikupljanja i obradu neophodnih podataka i izdavanja komandi na osnovu istih. U uslovima promenljivih tokova snaga i povećane neizvesnosti rada, automatizacija omogućava kontinuiranu observabilnost stanja mreže, brzu detekciju poremećaja i koordinisano upravljanje elementima kao što su motorizovani rastavni i sekcioni prekidači, regulacioni transformatori i uređaji za kompenzaciju. Od posebnog je značaja identifikacija i definisanje prioritetnih potrošača, kako bi se strategije upravljanja i rekonfiguracije mreže prilagodile tako da bi se njihova isključenja prilikom poremećaja u mreži u potpunosti eliminisala ili svela na minimalan broj slučajeva. Na taj način, distributivna mreža prelazi sa tradicionalnog, statičkog načina eksploatacije na aktivno upravljan sistem sposoban da se prilagodi debalansima proizvodnje i potrošnje, uz očuvanje pouzdanosti napajanja i zahtevanog kvaliteta električne energije [1][2].

2.1 Automatizacija postrojenja 10/0.4 kV/kV

Principsko rešenje mreže srednjeg napona (U_n=10kV i U_n=20kV) uslovljeno je konfiguracijom mreže visokog i niskog napona, tj. zahtevanim nivoom pouzdanosti napajanja potrošača. Zbog urbanističkih ograničenja, kao i zahteva za većom pouzdanošću, u gradskim mrežama se najčešće primenjuju kablovski vodovi. Kako su vremena za popravku kablovskih vodova znatna, primenjuje se koncept mreže koji obezbeđuje rezervno napajanje u slučaju jednostrukog kvara. Rešenje mreže sa koncepcijom otvorenih petlji (prstenova) je prikazano na Slici 2.1.1 [3]. Oznakom П obeleženi su prekidači, a sa PC rastavljači snage. U normalnom režimu rada petlje su otvorene, a

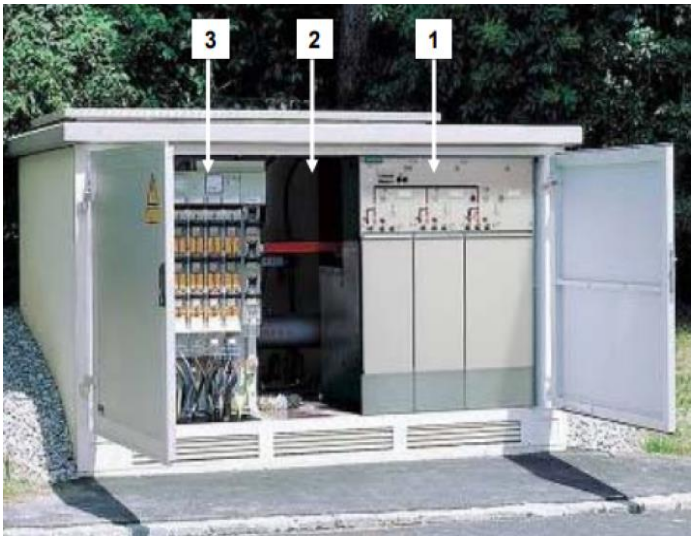
mesto otvaranja se realizuje primenom rastavljača snage. Analiza koncepcije otvorenih petlji pokazuje da bi upotreba prekidača umesto rastavljača snage dovela do značajnog povećanja investicionih troškova, gotovo do njihovog udvostručenja, dok bi se vreme trajanja prekida napajanja neznatno smanjilo. Zbog toga se rastavljači snage najčešće primenjuju u samim petljama, dok se prekidači koriste za priključenje izvoda petlji na sabirnice srednjeg napona u transformatorskim stanicama VN/SN [3].



Slika 2.1.1 *– Prikaz modula distributivne mreže sa otvorenom petljom*

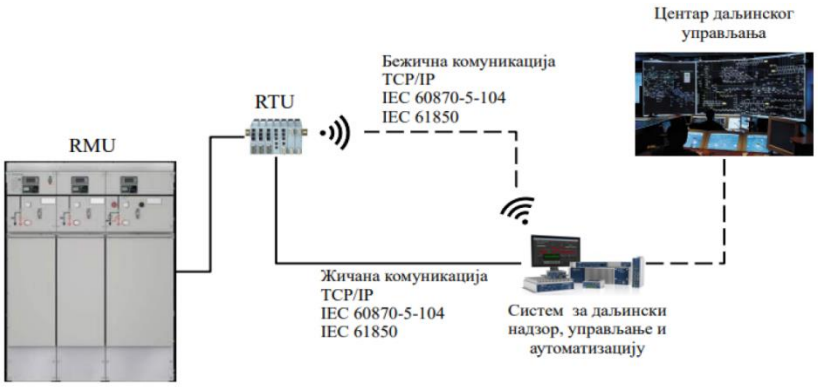
U slučaju kvara na određenoj deonici, najpre se isključuje prekidač polupetlje kojoj ta deonica pripada. Nakon izolacije dela mreže na kom se desio kvar, vrši se ponovno uključenje prekidača polupetlje i zatvaranje odgovarajućeg rastavljača snage, čime se omogućava uspostavljanje rezervnog napajanja i obezbeđuje nastavak snabdevanja električnom energijom svih potrošača koji se nalaze van deonice na kojoj se desio kvar [3]. Petlje u SN distributivnim mrežama obično sadrže normalno otvorenu tačku (eng. *NOP – Normally Open Point*), koja iz perspektive operatera deli prsten na dva odvojena dela, odnosno polupetlje. Osnovna uloga normalno otvorene tačke je obezbeđenje selektivnosti sistema relejne zaštite i smanjenje posledica poremećaja, ograničavanjem broja potrošača koji ostaju bez napajanja u slučaju isključenja usled kvara. Međutim, postojanje normalno otvorene tačke može dovesti do povećanja gubitaka u mreži, jer se time ne omogućava uvek optimalna raspodela tokova snaga. U mrežama sa izraženo dinamičnim režimima rada, optimalna pozicija normlano otvorene tačke se menja tokom eksploatacije, u zavisnosti od trenutnih uslova opterećenja i konfiguracije mreže [4]. Na Slici 2.1.1 normalno otvorena tačka predstavljena je rastavljačem snage PC7, označenim kao HOT.

Postojeće distributivne mreže prvobitno su projektovane za rad u tradicionalnoj, vertikalno organizovanoj strukturi elektroenergetskog sistema, koja obuhvata proizvodnju, prenos i distribucije električne energije. Savremeni uslovi rada donose nove izazove za operatore sistema, uključujući povećanu integraciju obnovljivih izvora energije, brz tehnološki razvoj i uticaj tržišnih mehanizama. Zbog toga nova generacija distributivnih sistema, poznata kao „pametne mreže“ (eng. *Smart grid*), podrazumeva primenu komunikacione infrastrukture i tehnologija za nadzor u realnom vremenu, kako bi se povećala fleksibilnost, pouzdanost i otpornost sistema [5]. Jedan od ključnih modula pametnih mreža predstavljaju inteligentna transformatorska postrojenja (eng. *Intelligent Substations*) koja omogućavaju automatsko otklanjanje kvarova i podržavaju aktivno upravljanje potrošnjom u distributivnom sistemu. Na sekundarnom nivou se najčešće koriste kompaktne SN/NN transformatorske stanice (Slika 2.1.2).



Slika 2.1.2 *– Tipična transformatorska stanica sekundarnog razvoda*

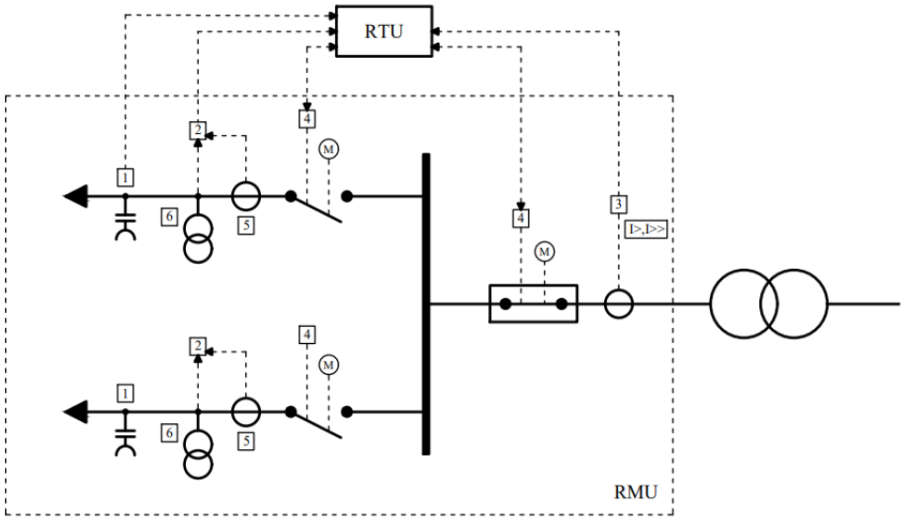
Na Slici 2.1.2 brojevima su redom označeni: RMU (*Ring Main Unit*), distributivni transformator i niskonaponski razvod [6]. RMU predstavlja fabrički proizveden set rasklopnih uređaja i merne opreme. Obično sadrže dva rastavljačka uređaja koja mogu da priključe opterećenje na jedan ili oba dovoda i jedan prekidač ili rastavljač sa osiguračem preko kojeg se napaja primar energetskog transformatora [7]. Međutim, ova postrojenja nisu opremljena komunikacionim vezama sa kontrolnim centrima, bez kojih monitoring i daljinsko upravljanje nisu mogući. To može prouzrokovati velike prekide u isporuci energije, što značajno smanjuje pouzdanost i sigurnost sistema, dok otklanjanje kvarova zahteva mnogo vremena i ljudstva, što objašnjava potrebu za inteligentnim rešenjima. Na Slici 2.1.3 prikazan je principski dijagram inteligentne transformatorske stanice koja je povezana sa sistemom daljinskog upravljanja, odnosno kontrolnim centrom pomoću komunikacione veze i RTU uređaja (*Remote Terminal Unit*).



Slika 2.1.3 *– Principski dijagram inteligentne transformatorske stanice*

RMU razvodi, zajedno sa dodatnom senzorskom i aktuatorskom opremom, predstavljaju osnovu transformatorskog postrojenja SN/NN. U zavisnosti od namene, RMU razvodi su opremljeni različitim dodatnim komponentama koje omogućavaju daljinski nadzor i upravljanje. Ove dodatne komponente su prikazane na slici 2.1.4 i redom su označene brojevima:

1) Naponski indikatori koji daju informaciju o prisustvu napona na kablovskom izvodu;
2) Indikatori kvara koji detektuju nastale kvarove, kao i njihov tip (kratak spoj ili zemljospoj). Obično su to mikroprocesorski uređaji koji detekciju vrše na osnovu merenih veličina dobijenih od strujnih mernih transformatora i senzora [5]. U slučaju kada se zbog strukture mreže i smera toka snage mora poznavati informacija o usmerenju kvara, potrebno je koristiti i naponske merne transformatore i senzore;
3) Prekostrujna zaštita koja se koristi za zaštitu energetskog transformatora;
4) Rasklopni aparati sa pomoćnim kontaktima za indikaciju položaja i ostalih relevantnih informacija. Ovi uređaji se dodatno opremaju i oprugama i motornim pogonima koji omogućavaju daljinsko upravljanje;
5) Strujni transformatori i senzori;
6) Naponski transformatori i senzori.

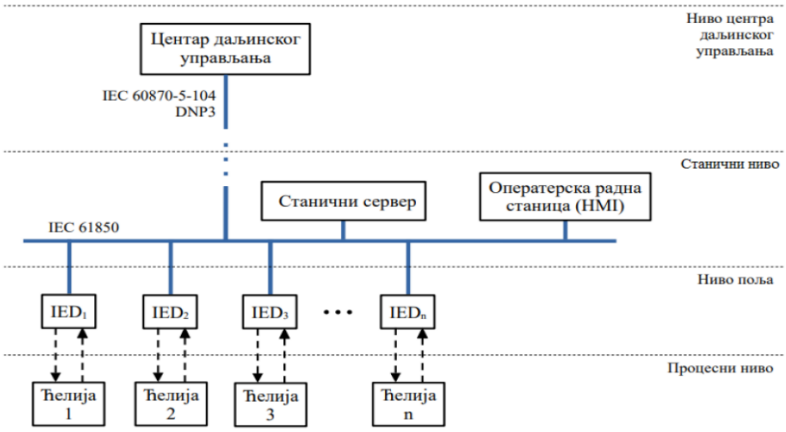


Slika 2.1.4 – *Principska šema srednjenaponskog razvoda sa dodatnim uređajima*

Za pouzdan rad svih komponentni inteligentne transformatorske stanice neophodno je pouzdano pomoćno napajanje. Iz tog razloga se ovakva postrojenja dodatno opremaju sistemom za skladištenje energije, kako bi u slučaju nestanka pomoćnog napajanja njene komponente tokom određenog vremenskog perioda imale obezbeđeno napajanje. Taj vremenski period iznosi od nekoliko minuta do nekoliko sati. Dimenzionisanje sistema za skladištenje energije zavisi od snage potrebne da se održi napajanje RTU uređaja. Energija potrebna da se izvrši rasklopna operacija je veoma mala u RMU razvodima novijeg tipa [6].

2.2 Automatizacija postrojenja VN/SN

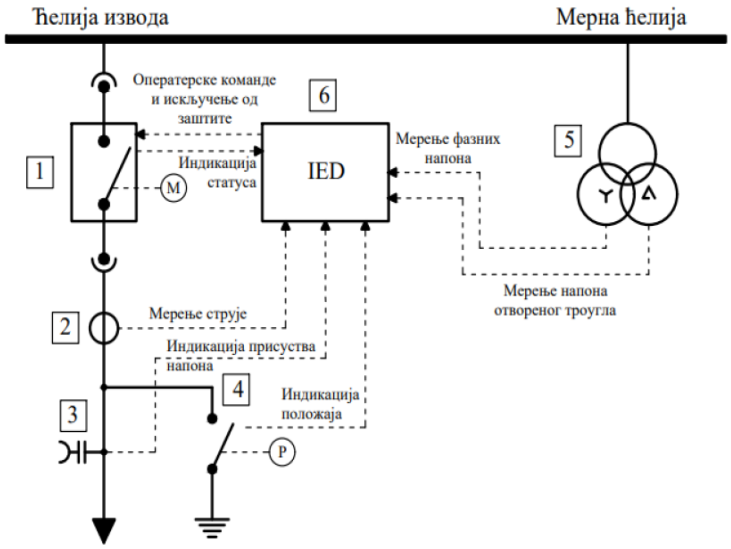
Primarna transformatorska postrojenja obuhvataju primarnu opremu kao što su strujni i naponski transformatori, kablovi, sabirnice i rasklopni elementi (prekidači i rastavljači). Ova oprema je najčešće smeštena u kompaktne, metalom oklopljene ćelije koje kao izolacioni medijum koriste vazduh ili gas SF6. Nadzor i upravljanje primarnom opremom realizuje se posredstvom sistema za automatizaciju postrojenja – SAS (*Substation Automation System*). Ovi sistemi koriste inteligentne mikroprocesorske IED (*Intelligent Electronic Device*) koji obezbeđuju funkcije monitoringa, upravljanja i zaštite primarne opreme u postrojenju [8]. Arhitektura ovakvog sistema prikazana je na slici 2.2.1.



Slika 2.2.1 – *Arhitektura sistema za automatizaciju postrojenja primarnog razvoda*

Kao što je prikazano na prethodnoj slici, SAS sistem je organizovan hijerarhijski, podeljan je na procesni nivo, nivo polja, stanični nivo i nivo centra daljinskog upravljanja. Stanični nivo obuhvata stanični server, koji sadrži aplikativni softver za automatizaciju i daljinsko upravljanje, i istovremeno služi kao *gateway* ka centru daljinskog upravljanja, kao i operatorsku radnu stanicu HMI (*Human Machine Interface*). Operatorska stanica omogućava vizuelizaciju prikupljenih podataka, nadzor stanja postrojenja i izdavanje komandi rasklopnim elementima. Centar daljinskog upravljanja realizuje funkcije sistema za upravljanje energijom EMS (*Energy Management System*) i SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), čime se obezbeđuje centralizovani nadzor i upravljanje distributivnom mrežom [8].

U srednjenaponskim postrojenjima IED uređaji se najčešće raspoređuju na nivou polja. Oni sadrže digitalne ulaze i izlaze, kao i strujne i naponske merne ulaze, putem kojih prikupljaju informacije sa procesnog nivoa i izdaju komande rasklopnim elementima. IED uređaji na nivou polja su povezani kako međusobno, tako i sa uređajima staničnog nivoa, i to najčešće putem optičke komunikacije. Razmena podataka između IED uređaja na sa uređajima staničnog nivoa koristi standard *IEC 61850* [8]. Na slici 2.2.2 prikazana je principska jednopolna šema izvodne ćelije u srednjenaponskom postrojenju VN/SN, sa prikazom funkcija koje izvršava IED uređaj. Brojevima su označeni elementi primarne i sekundarne opreme.



***Slika 2.2.2** – Principska jednopolna šema izvodne ćelije sa IED uređajem*

2.3 Telekomunikaciona infrastruktura

Sistemi za naprednu automatizaciju mreže koriste tehnologiju koja integriše računare, telekomunikacione sisteme i inteligentne mikroprocesorske uređaje. Bez pouzdane komunikacije između kontrolera i inteligentnih uređaja napredna automatizacija nije moguća. Za komunikaciju u pametnim mrežama se koriste bežične mreže, energetski vodovi (*PLC – Power Line Communication*), optički kablovi, javne mobilne mreže i radio sistemi [9][10].

2.3.1 Komunikacija u postrojenjima primarnog razvoda U transformatorskim postrojenjima primarnog razvoda (VN/SN ili SN/SN) se obično koriste lokalne *Ethernet* mreže, koje koriste optičke i bakarne veze i komutatore, mrežne svičeve i rutere, koji povezuju stanične servere, radne stanice i inteligentne uređaje (IED). Pretežno se koristi standard *IEC 61850* koji omogućava prenos informacija i komandi u realnom vremenu između uređaja u sistemu. Standard *IEC 61850* omogućava interoperabilnost između IED uređaja različitih proizvođača i automatizacionih sistema u pogledu prenosa podataka korišćenjem poznatih inženjerskih modela [12].

2.3.2 Komunikacija udaljenih postrojenja sa nadređenim centrima Komunikacija između udaljenih trafo stanica (SN/NN) gradske distributivne mreže i nadređenih kontrolera i centara upravljanja se može uspostaviti korišćenjem više različitih medijuma, kao što su optički kablovi, radio vezama ili putem javne mobilne mreže. Najviši nivo pouzdanosti pruža korišćenje optičkih kablova jer omogućavaju prenos velike količine informacija i pružaju visoku otpornost na smetnje. Problem ovakvog pristupa su visoki investicioni troškovi, pa se iz tog razloga obično koriste bežični sistemi i javna moblina mreža. Sistemi četvrte generacije mobilne mreže su zasnovani na LTE (*Long Term Evolution*) tehnologiji i nude integrisane usluge za prenos podataka velikim brzinama. Ovakvi sistemi imaju veliku ulogu u razvoju automatizacije elektroenergetskog sistema zbog svoje efikasnost, fleksibilnosti, brzine i pozdanost, kao i visoke pokrivenosti, naročito u urbanim sredinama [11][13]. Pored medijuma za prenos podataka, izuzetnu ulogu u komunikaciji igraju i RTU (*Remote Terminal Unit*) uređaji, čija je uloga prikupljanje signala i merenih vrednosti iz postrojenja i njihovo prosleđivanje nadređenom centru ili kontroleru, kao i prosleđivanje komandi iz nadređenog centra ili kontrolera do rasklopne opreme. Za razmenu podataka i komandi RTU uređaji koriste standardne protokole, kao što su *DNP3* i *IEC 60870-5-104*, što osigurava interoperabilnost između uređaja različitih proizvođača. Najčešće korišćen protokol u

Evropskim elektrodistributivnim sistemima je *IEC 60870-5-104*. Ovaj protokol omogućava komunikaciju putem *LAN* (*Local Area Network*) i *WAN* (*Wide Area Network*), odnosno koristi *TCP/IP* protokol [14][15].

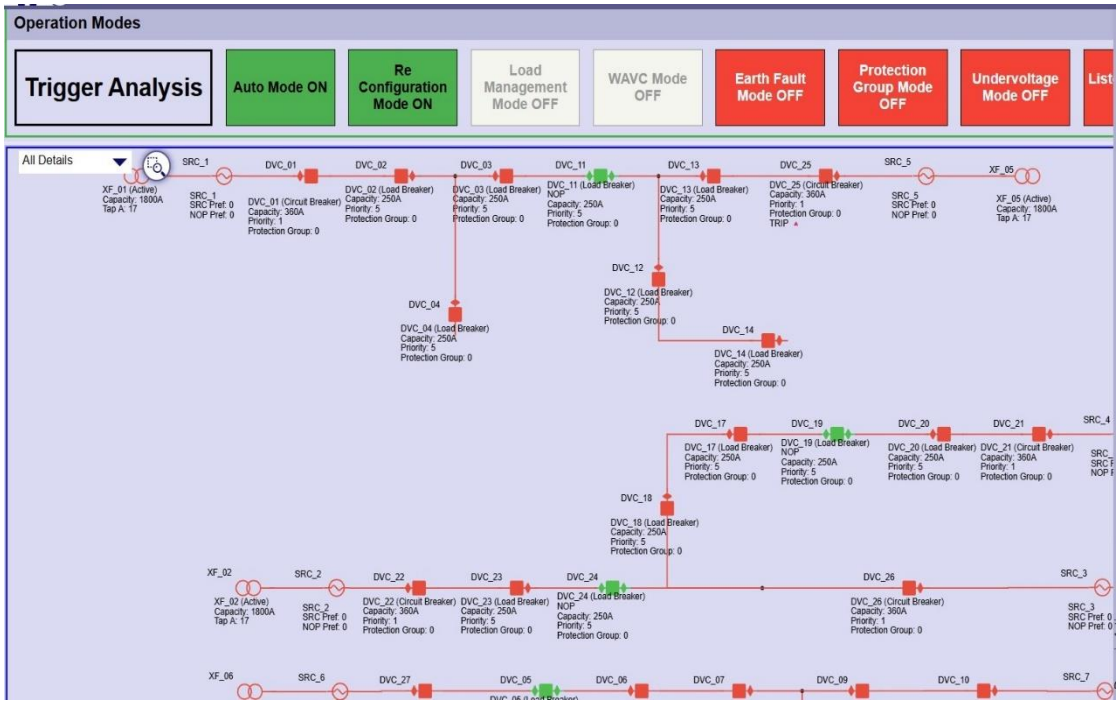
2.3.3 Sajber bezbednost Kako se elektroenergetski sistemi sve više oslanjaju na digitalnu tehnologiju, tako im je potrebno sve više mrežnih mogućnosti. To znači da se delovi sistema koji su nekada bili potpuno odvojeni sada povezuju sa velikim komunikacionim mrežama, što stvara ogroman broj novih tokova podataka. Zbog toga, sve veća povezanost naših električnih mreža donosi ozbiljne bezbednosne probleme. Naime, protokoli i sistemi koji su razvijeni za električne mreže nisu bili osmišljeni sa bezbednošću na umu. Međutim, ti stari sistemi se i dalje koriste, i to rame uz rame sa modernom tehnologijom, a sve su više izloženi spoljnim mrežama kao što je internet. Takođe, sve veća upotreba digitalnih i decentralizovanih rešenja jednostavno povećava površinu napada. Zapravo, već smo videli uspešne sajber napade na važne delove električne mreže. Takvi poremećaji i masovni prekidi snabdevanja električnom energijom imaju veoma ozbiljne društvene i ekonomske posledice. Kako bismo osigurali neprekidno i sveprisutno snabdevanje električnom energijom, neophodno je uzeti u obzir nove sajber bezbednosne pretnje i efikasno se zaštititi od njih. Postizanje ovih ciljeva zahteva blisku saradnju između stručnjaka za sajber bezbednost i operatora mreža, kako bi se razvila i primenila rešenja koja su prilagođena specifičnim potrebama elektroenergetskih sistema [16].

2.4 Centralni kontroler i kontrolni algoritmi

Kako bi sistem automatski izvršavao funkcije automatizacije, neophodno je korišćenje seta kontrolnih algoritama pohranjenih na centralnom kontroleru. Ovaj kontroler mora biti uređaj sposoban da prikupi i obradi podatke sa određenog dela distributivne mreže, koji se obično sastoji od jedne ili više normalno otvorenih petlji. Jedna od najvažnijih kontrolnih funkcija, je funkcija samooporavka mreže (eng. *Self-healing*), koja omogućava da se deo mreže pod kvarom na najbrži i najefikasniji način izoluje tako da ostatak konzuma ostane napojen, kao i da nakon prolaska kvara, topološko stanje mreže vrati u normalan radni režim. Pored algoritma za samooporavak, na centralnom kontroleru mogu biti implementirane i druge napredne funkcije, kao što su: dinamičko upravljanje potrošnjom i širokooblasna kontrola napona. Dinamičko upravljanje potrošnjom omogućava dinamičku rekonfiguraciju mreže u normalnom radnom režimu, sa ciljem optimizacije tokova snaga. Algoritam za širokooblasnu kontrolu napona, na osnovu prikupljenih merenja, kontroliše regulacione sklopke tako da se postigne optimalno naponsko stanje u delu distributivne mreže.

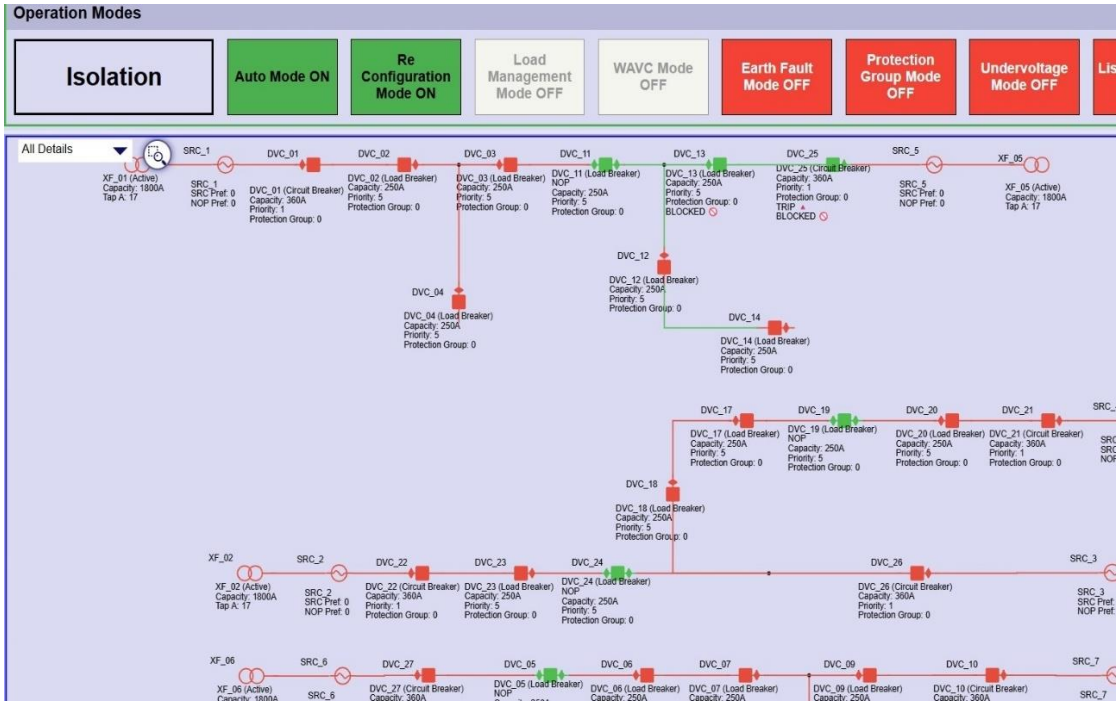
3. PRIMER IMPLEMENTACIJE SISTEMA ZA NAPREDNU AUTOMATIZACIJU

Prethodno opisan sistem je implementiran u delu distributivne mreže na teritoriji opštine Zemun. Centralni kontroler je instaliran u primarnoj trafo stanici 35kV/10kV "Zemun Centar" i vrši funkciju samooporavka mreže na tri normalno otvorene petlje, odnosno međupovezna voda između TS "Zemun Centar" i TS "Novi Beograd 1". Kontroler prikuplja neophodne podatke od lokalnih automatizacionih sistema (SAS) po protokolu *IEC 60870-5-104*. Akvizicija podataka iz TS "Zemun Centar" se vrši direktno kroz lokalnu mrežu, dok je komunikacija sa SAS kontrolerom u TS "Novi Beograd 1" ostvarena putem optičke veze. Za potrebe prikupljanja signala iz postrojenja sekundarnog razvoda korišćeni su eksterni LTE modemi, tako da se razmena podataka vrši putem mobilne mreže četvrte generacije , takođe protokolom *IEC 60870-5-104*. Instalirani kontroler sadrži simulacioni režim, kojim se može proveriti funkcionalnost svih algoritama, pa tako i algoritma samooporavka. Takođe, instalirani kontroler sadrži i ugrađeni mrežni serever koji se koristi za parametrizaciju, simulaciju i analizu rada u realnom vremenu. Za potrebe testiranja, injektiran je kvar na sekciju između TS „Zemun Centar" i najbliže automatizovane sekundarne TS – Z-195. Kontroler prvo ulazi u režim analize kvara (eng. *Trigger Analysis*), tokom kojeg, na osnovu podataka iz IED uređaja u primarnoj TS i indikatora prolaska kvara u sekundarnim TS, određuje lokaciju kvara (slika 3.1).

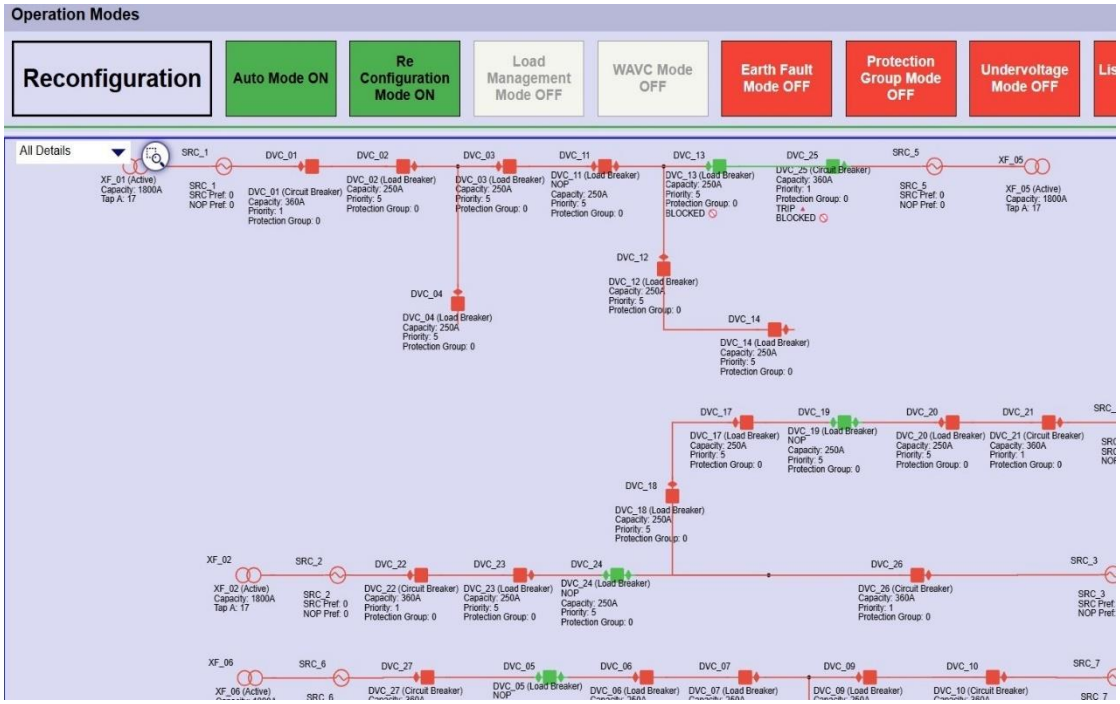


Slika 3.1 *– Režim analize kvara*

Treba imati u vidu da, u realnom režimu, IED izdaje komandu za isključenje prekidača u primarnoj TS, dok u simulacionom režimu kontroler simulira isključenje. Na sledećoj slici je prikazana topološka šema mreže na mrežnom serveru kontrolera u toku ovog režima. Nakon lokalizije kvara, kontroler ulazi u režim izolacije, tokom koga šalje nalog za isključenje podređenim uređajima. Nakon što se izvrši izolacija segmenta pogođenog kvarom, kontroler vrši blokadu ponovnog uključenja rasklopnih aparata na krajevima segmenta (Slika 3.2.) i ulazi u režim rekonfiguracije tokom koga se izdaje komanda za uključenje rastavljača koji predstavlja normalno otvorenu tačku (NOP), nakog čega svi segmenti koji nisu pogođeni kvarom ostaju napojeni (Slika 3.3.).

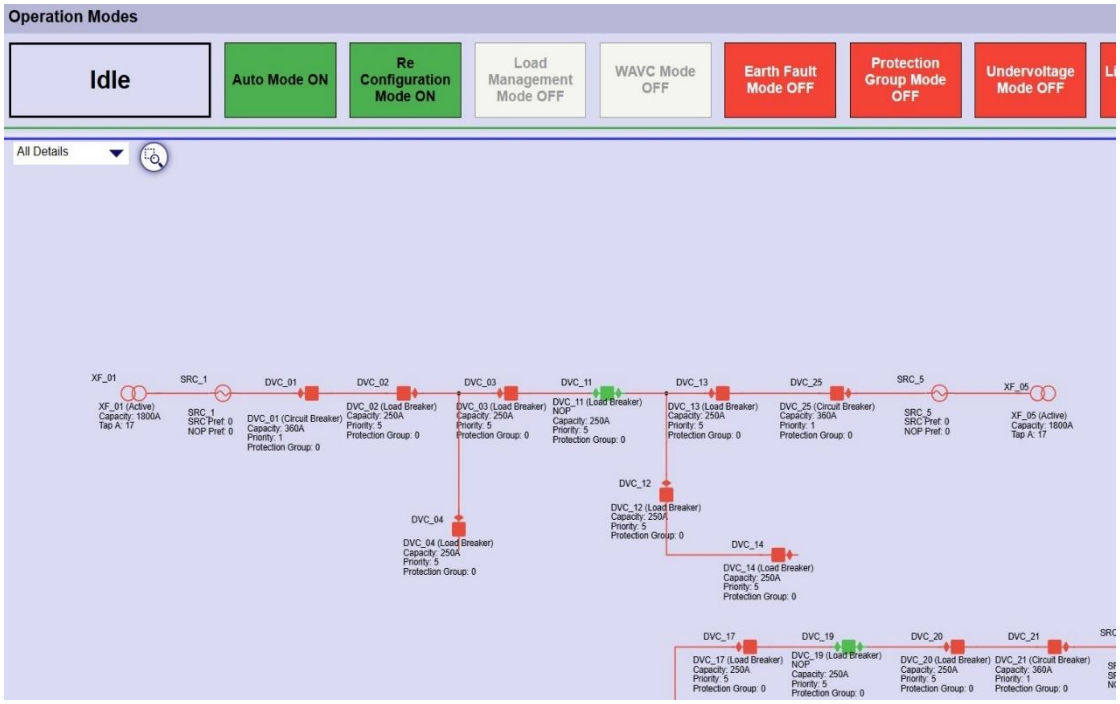


Slika 3.2 *– Režim izolacije kvara*



Slika 3.3 *– Režim rekonfiguracije mreže*

Dodatno, nakon otklanjanja kvara, operater ima mogućnost da pošalje nalog za deblokadu rasklopnih aparata na krajevima segmenta pogođenog kvarom i sistem ulazi u režim restauracije. Na kraju poslednjeg režima sistem se vraća u normalno stanje (Slika 3.4.).



Slika 3.4 *– Povratak u normalno stanje mreže*

4. ZAKLJUČAK

Ulaganja u automatizaciju elektroenergetskih postrojenja, robusnu komunikacionu mrežu i napredne algoritme za automatizaciju dovode do znatnog povećanja pouzdanosti i raspoloživosti distributivne mreže. Korišćenje savremenih komunikacionih protokola omogućava visok nivo interoperabilnosti između uređaja različitih proizvođača, zadovoljavajuće performanse i jednostavno umrežavanje ali sa druge strane zahtevaju poseban fokus na sajber bezbednost i kontrolu pristupa kritičnoj infrastrukturi, kao što je elektroenergetski sistem.

LITERATURA

[1] S. Abysinghe, W. Jianzhong, M. Sooriyabandara, M. Abeysekera, X. Tao, 2018, “Topological properties of medium voltage electricity distribution networks”, Applied energy, 1

[2] D.M. Souran, H. H. Safa, 2016, “An overview of automation in distribution systems”, “Springer International Publishing Switzerland”, 3

[3] N. Rajaković, D. Tasić, G. Savanović, 2004, “Distributivne i industrijske mreže”, “ETF, Akademska misao”, 50, 51

[4] R. J. W. De Groot, J. Morren, J. G. Slootweg, 15.-18. June 2015, “Closed-ring operation of medium voltage distribution grids - theory meets practice”, “CIRED - 23rd International Conference on Electricity Distribution, Lyon”, 1

[5] J. Mamoh, 2012, “Smart Grid - Fundamentals of Design and Analysis", IEEE Press, John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey”, 14

[6] B. Shupferling, J. Riemenschneider, B. Opitch, June 6.-9. June 2011 "Inteligent transformer substations in modern medium voltage networks as part of smart-grid", CIRED - 23rd International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 2

[7] "Medium voltage Ring Main Unit", Lucy Electric, https://www.lucyelectric.com/all-secondary-switchgear-products/ring-main-units/

[8] R. Gore, H. Satheesh, M. Varier, S. Valsan, 2016, "Analysis of an IEC 61850 based Electric Substation Communication architecture", 7th International Conference on Intelligent Systems, Modeling and Simulation, 1

[9] C. T. Choi, K.Y. Lee D. R. Lee, J. K. Ahn, April 2008, "Communication system for Distribution Audomation using CDMA", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.23 No.2, 2

[10] J. Kurose, K. Ross, 2017, "Computer Networking: A Top-Down Approach", Pearson Education Inc, Ed.7.

[11] V. Kulkarni, S. Velpula, S. B. Thanikanti, D. I. Rathod, March 2021, "Power system automation, communication and information technologies for smart grid: A technical aspects overview", TELKOMNIKA, 7

[12] M. Galea, M. Pozzuoli, "Redundancy in Substation LAN's with the Rapid Spanning Tree Protocol (IEEE 802.1w)", https://electricenergyonline.com/energy/magazine/122

[13] A. Sen, S. Bakka, 2021, "A Study of Wireless Communication for Substation Automation", Visvesvaraya National Institute of Technology, Nagpur, India, 4

[14] P. Maynard, K. McLaughlin, B. Haberler, 2014, "Towards Understanding Man-In-The-Middle Attacks on IEC 60870-5-104 SCADA Networks", 2nd International Symposium for ICS & SCADA Cyber Security Research, 2

[15] "SICAM A8000 Series CP-8050, CP-8031 User Manual", Siemens AG, 2022., 450

[16] T. Krause, R. Ernst, B. Klaer, I. Hacker, M. Henze, "Cybersecurity in Power Grids: Challenges and Oportunities", "Sensors", 2021, 1-2

Broj rada: R3-03

OPTIMIZACIJA PARALELNOG RADA DISTRIBUTIVNIH TRANSFORMATORA U CILJU SMANJENJA GUBITAKA

OPTIMIZATION OF PARALLEL OPERATION OF DISTRIBUTION TRANSFORMERS FOR LOSS REDUCTION

Željko DAMLJANOVIĆ, Institut Mihajlo Pupin - Automatika, Srbija*
Mirko SIMEUNOVIĆ, Elektrodistribucija Srbije – Ogranak Čačak, Srbija
Perica KRSTIĆ, Institut Mihajlo Pupin – Automatika, Srbija
Nebojša RADMILOVIĆ, Institut Mihajlo Pupin – Automatika, Srbija
Bojan PAPIĆ, Institut Mihajlo Pupin – Automatika, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

U distributivnim trafostanicama paralelan rad dva energetska transformatora standardno se primenjuje radi povećanja pouzdanosti i obezbeđenja redundanse napajanja. Upravljanje radom transformatora u praksi se najčešće zasniva na iskustvu dispečera, sa primarnim ciljem kontinuiranog napajanja pripadajućih potrošača električnom energijom. Pri tome se često zanemaruje kriterijum tehničkih gubitaka koji u vremenu poskupljenja električne energije postaje sve značajniji. Istovremeno, znatno veći broj distributivnih trafostanica u poređenju sa prenosnim, naročito onih sa dva transformatora u paralelnom radu, ukazuje na značajan potencijal za smanjenje gubitaka i povećanje efikasnosti distributivnih postrojenja optimizacijom njihovog rada. Rad prikazuje algoritam za optimizaciju paralelnog rada distributivnih transformatora zasnovan na merenjima u realnom vremenu kao i fabričkim i eksploatacionim parametrima transformatora i njegovu implementaciju u SCADA okruženjima kao dodatni DMS softverski modul. Predloženi pristup omogućava određivanje optimalne raspodele opterećenja i strategije uključenja/isključenja transformatora, čime se postižu manji gubici i efikasnije korišćenje raspoloživog kapaciteta. Implementacija je realizovana u testnom SCADA/DMS okruženju koje reprodukuje realne pogonske uslove upravljanja distributivnom mrežom i služi kao podrška dispečerima pri donošenju odluka u realnom vremenu, sa mogućnošću jednostavne i jeftine implementacije na veoma velikom broju instaliranih SCADA sistema u distributivnim centrima. Pored toga, algoritam obezbeđuje ravnomernu eksploataciju transformatora u pogonu. Rezultati testiranja, potkrepljeni stvarnim merenjima, potvrđuju značajno smanjenje tehničkih i finansijskih gubitaka, kao i opravdanost primene predloženog rešenja na širem nivou distributivnog sistema.

Ključne reči: upravljanje distributivnom mrežom, SCADA/DMS sistemi, optimizacija rada, smanjenje tehničkih gubitaka, paralelni rad transformatora

ABSTRACT

In distribution substations, parallel operation of two power transformers is a standard practice aimed at improving supply reliability and ensuring redundancy. In practice, transformer operation is typically based on the experience of dispatchers, with the primary objective of maintaining continuous power supply to connected consumers. As a result, the criterion of technical losses is often neglected, although it becomes increasingly important in periods of rising electricity costs. At the same time, the significantly larger number of distribution substations compared to transmission facilities, particularly those equipped with two transformers operating in parallel, indicates considerable potential for loss reduction and efficiency improvement through optimization of their operation. This paper presents an algorithm for optimization of the parallel operation of distribution transformers based on real-time measurements as well as manufacturer and operational transformer parameters, together with its implementation in SCADA environments as an additional DMS software module. The proposed approach enables determination of optimal load sharing and switching strategies, resulting in reduced losses and more efficient utilization of available capacity. The implementation is realized in a test SCADA/DMS environment that reproduces real operating conditions of the distribution network and provides decision support to dispatchers in

* Željko Damljanović zeljko.damljanovic@pupin.rs; Mirko Simeunović mirko.simeunovic@gmail.com; Perica Krstić perica.krstic@pupin.rs; Nebojša Radmilović nebojsa.radmilovic@pupin.rs; Bojan Papić bojan.papic@pupin.rs

real time, with the possibility of simple and cost-effective deployment across a large number of installed SCADA systems in distribution control centers. In addition, the algorithm ensures balanced transformer utilization during operation. Testing results, supported by field measurements, confirm a significant reduction in both technical and financial losses and demonstrate the feasibility of applying the proposed solution on a wider scale within the distribution system.

Keywords: distribution network management, SCADA/DMS systems, operational optimization, technical loss reduction, parallel transformer operation

UVOD

Distributivne trafostanice srednjeg i niskog napona često su opremljene sa dva ili više energetskih transformatora koji mogu raditi paralelno. Paralelan rad transformatora prvenstveno se primenjuje radi povećanja pouzdanosti napajanja, fleksibilnosti u eksploataciji i obezbeđivanja rezervnog kapaciteta u slučaju ispada jednog od transformatora ili potrebe za njegovim održavanjem. U režimu paralelnog rada opterećenje se raspodeljuje između transformatora, dok dispečeri, u zavisnosti od pogonskih uslova i nivoa opterećenja, odlučuju o uključenju ili isključenju pojedinih jedinica.

U praksi se upravljanje paralelnim radom transformatora u distributivnim trafostanicama najčešće zasniva na operativnom iskustvu dispečera i jednostavnim pogonskim pravilima, pri čemu je osnovni cilj obezbeđenje kontinuiteta napajanja potrošača. Međutim, takav pristup često ne uzima u obzir optimalnu raspodelu opterećenja između transformatora sa aspekta minimizacije tehničkih gubitaka. Gubici u energetskim transformatorima sastoje se pre svega od gubitaka u gvožđu, koji su približno konstantni u radu, i gubitaka u bakru, koji zavise od kvadrata opterećenja transformatora. Zbog ove zavisnosti način raspodele opterećenja između paralelnih transformatora može značajno uticati na ukupne gubitke u trafostanici.

Sa porastom cena električne energije i sve većim zahtevima za energetsku efikasnost distributivnih sistema, optimizacija rada energetskih transformatora postaje značajan aspekt upravljanja distributivnim mrežama. Posebno značajan potencijal postoji u distributivnim mrežama, gde broj trafostanica sa dva transformatora u paralelnom radu višestruko premašuje broj sličnih postrojenja u prenosnim sistemima. Zbog toga čak i relativno mala optimizacija rada pojedinačnih trafostanica može dovesti do značajnog ukupnog smanjenja gubitaka na nivou čitavog distributivnog sistema. Savremeni SCADA i DMS sistemi omogućavaju prikupljanje merenja u realnom vremenu i primenu naprednih algoritama za podršku dispečerima u donošenju odluka na ovom planu.

U ovom radu prikazan je algoritam za optimizaciju paralelnog rada distributivnih transformatora zasnovan na merenjima u realnom vremenu i poznatim tehničkim parametrima transformatora. Algoritam omogućava određivanje optimalne raspodele opterećenja i strategije uključenja transformatora sa ciljem smanjenja gubitaka i efikasnijeg korišćenja raspoloživog kapaciteta. Predloženo rešenje implementirano je kao dodatni softverski modul u SCADA/DMS okruženju i testirano u simulacionom okruženju koje reprodukuje realne pogonske uslove upravljanja distributivnom mrežom.U poglavlju 1 opisan je model gubitaka transformatora u paralelnom radu, dok je u poglavlju 2 dat algoritam optimizacije rada transformatora. Poglavlje 3 sadrži opis implementacije u SCADA/DMS okruženju, kao i rezultate testiranja. U poslednjem poglavlju izneti su zaključci rada i glavni benefiti do kojih se dolazi primenom ovog rešenja.

1 MODEL GUBITAKA TRANSFORMATORA

1.1 Gubici u gvožđu

Gubici u gvožđu energetskog transformatora predstavljaju gubitke koji nastaju u magnetnom kolu transformatora usled naizmeničnog magnetnog polja. Ovi gubici se sastoje prvenstveno od gubitaka usled magnetnog histerezisa i gubitaka usled vrtložnih struja u limovima jezgra. Njihova vrednost zavisi od karakteristika materijala jezgra, frekvencije napona i maksimalne magnetne indukcije u jezgru.

$$P_{\gamma,Fe} = P_{\gamma,Fe\,H} + P_{\gamma,Fe\,V} \tag{1}$$

$$P_{\gamma Fe} = k_H \cdot f \cdot B_m^n + k_V \cdot f^2 \cdot d^2 \cdot B_m^2 \tag{2}$$

$$P_{\gamma,Fe} = (k_H{}' \cdot f \cdot B_m^n + k_V{}' \cdot f^2 \cdot d^2 \cdot B_m^2) \cdot m_{Fe} \tag{3}$$

U prethodnom izrazu gubici u gvožđu izraženi su kao proizvod specifičnih gubitaka po jedinici mase i mase gvožđa u jezgru transformatora, pri čemu m_{Fe} predstavlja masu gvožđa d predstavlja debljinu lima, B_m predstavlja maksimalnu magnetnu indukciju u jezgru, f je učestanost dok su $k_V{}'$ i $k_H{}'$ odgovarajući specifični koeficijenti srazmernosti koji se odnose na vihornu struju i magnetni histerezis. Odnos $k_H/k_H{}'$, kao i $k_V/k_V{}'$ jednak je gustini materijala. Vrednost eksponenta *n* tipično je u opsegu 1.7 – 2.2, ali se za inženjerske procene može usvojiti vrednost 2.

Pošto za transformator važi da je magnetna indukcija proporcionalna naponu i obrnuto proporcionalna učestanosti:

$$B \sim \frac{U}{f} \tag{4}$$

sledi da je pri konstantnoj frekvenciji:

$$B \sim U \tag{5}$$

Na osnovu prethodne relacije i usvajanja vrednosti 2 za eksponent *n*, gubici u gvožđu se mogu izraziti kao funkcija napona:

$$P_{\gamma,Fe} = P_{\gamma,Fe\ nom} \cdot (\frac{U}{U_n})^2 \tag{6}$$

pri čemu su $P_{\gamma Fe\ nom}$ gubici u gvožđu pri nominalnim uslovima.

U opsegu normalnih pogonskih napona, za potrebe ovog rada gubici u gvožđu smatraju se približno konstantnim i praktično ne zavise od opterećenja transformatora. Zbog toga se ovi gubici često izjednačavaju sa gubicima u praznom hodu definisanim u okviru fabričkih parametara transformatora.

$$P_{\gamma,Fe} = P_0 = const. \tag{7}$$

U analizi paralelnog rada transformatora gubici u gvožđu imaju značajnu ulogu, naročito pri manjim opterećenjima. Naime, uključivanjem dodatnog transformatora u pogon dolazi do povećanja ukupnih gubitaka u gvožđu, jer svaki transformator ima sopstvene gubitke u praznom hodu, koji se smatraju konstantnim za sve opsege opterećenja. Zbog toga rad većeg broja transformatora pri malim opterećenjima može dovesti do povećanja ukupnih tehničkih gubitaka u trafostanici.

1.2 Gubici u bakru

Gubici u bakru transformatora predstavljaju gubitke koji nastaju usled proticanja struje kroz namotaje, odnosno spadaju u grupu gubitaka usled opterećenja. Oni se javljaju:

- u samim namotajima transformatora,
- u konstrukcionim metalnim delovima zbog rasutog magnetnog fluksa.

Drugim rečima, gubici u namotajima se sastoje iz dve komponente:

1) Džulovi gubici (osnovni gubici)

To su gubici koji nastaju zbog električne otpornosti provodnika i računaju se:

$$P_{\gamma,J} = \sum (R \cdot I^2) = \sum (\rho \cdot \frac{l}{s} \cdot I^2) \tag{8}$$

pri čemu su *l* i *s* konstrukcioni parametri provodnika, odnosno dužina i površina poprečnog preseka. Specifična električna otpornost ρ menja se u zavisnosti od temperature i ova zavisnost najčešće se predstavlja linearizoovanom funkcijom koja predstavlja vezu između vrednosti ρ pri temperaturi ϑ_1 i pri temperaturi ϑ_2:

$$\frac{\rho_2}{\rho_1} = \frac{R_2}{R_1} = \frac{235 + \vartheta_2}{235 + \vartheta_1} \tag{9}$$

Budući da uobičajenom nominalnom režimu rada transformatora odgovara vrednost temperature od 75 °C, ona se često usvaja kao referentna. Na primer, pri toj vrednosti temperature namotaja vrednost otpornosti je veća za približno 20% u odnosu na otpornost pri standardnoj temperaturi od 25 °C. Dakle odnos Džulovih gubitaka u radnom režimu 1 i radnom režimu 2 sa odgovarajućim strujama i temperaturama iznosi:

$$\frac{P_{\gamma,J1}}{P_{\gamma,J2}} = \frac{235 + \vartheta_2}{235 + \vartheta_1} \cdot \left(\frac{I_1}{I_2}\right)^2 \tag{9}$$

2) Dodatni gubici

Dodatni gubici nastaju zbog neravnomerne raspodele struje u provodniku, a uzroci su:

- rasuti magnetni fluks,
- vihorne struje u provodniku,
- razlika impedansi paralelnih provodnika,
- skin efekat,
- efekat blizine.

U daljoj analizi dodatni gubici usled vrtložnih struja i efekata rasutog fluksa nisu posebno razmatrani, pa se ukupni gubici u bakru aproksimiraju Džulovim gubicima, odnosno gubicima proporcionalnim kvadratu struje opterećenja.

1.3 Koeficijent korisnog dejstva transformatora

Koeficijent korisnog dejstva transformatora definiše se kao odnos korisne izlazne snage i ukupne ulazne snage transformatora. Razlika između ulazne i izlazne snage predstavlja snagu gubitaka u transformatoru, koja se u najvećoj meri pretvara u toplotu.

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_2}{P_2 + P_{\gamma,Cu} + P_{\gamma,Fe}} \tag{10}$$

gde je P_1 ulazna snaga, a P_2 izlazna (korisna) snaga transformatora.

Ukoliko se definiše relativno opterećenje kao bezdimenziona veličina u formi:

$$\beta = \frac{I_2}{I_{2n}} = \frac{I_2 \cdot U_{2n}}{I_{2n} \cdot U_{2n}} = \frac{S_2}{S_n} \tag{11}$$

Izlazna snaga se može izraziti u funkciji β:

$$P_2 = S \cdot cos\varphi = \beta \cdot S_n \cdot cos\varphi \tag{12}$$

dok se usvajanjem da nominalni gubici u bakru odgovaraju gubicima pri nominalnoj struji, preračunatim na 75 °C, ukupni gubici u bakru mogu izraziti kao:

$$P_{\gamma,Cu} = \beta^2 \cdot P_{k,75\,°C} \tag{13}$$

Na osnovu prethodnih izraza, koeficijent korisnog dejstva transformatora može se izraziti u funkciji relativnog opterećenja:

$$\eta = \frac{\beta \cdot U_{2n} \cdot I_{2n} \cdot cos\varphi}{\beta \cdot U_{2n} \cdot I_{2n} \cdot cos\varphi + \beta^2 \cdot P_{k,75\,°C} + P_0} \tag{14}$$

Funkcija $\eta = f(\beta)$ ima maksimum pri opterećenju koje se može naći iz:

$$\frac{d\eta}{d\beta} = 0 \tag{15}$$

odakle se dobija da je maksimum koeficijenta korisnog dejstva u radnom režimu kada su gubici u bakru jednaki gubicima u praznom hodu:

$$P_0 = \beta^2 \cdot P_{k,75\,°C} \tag{16}$$

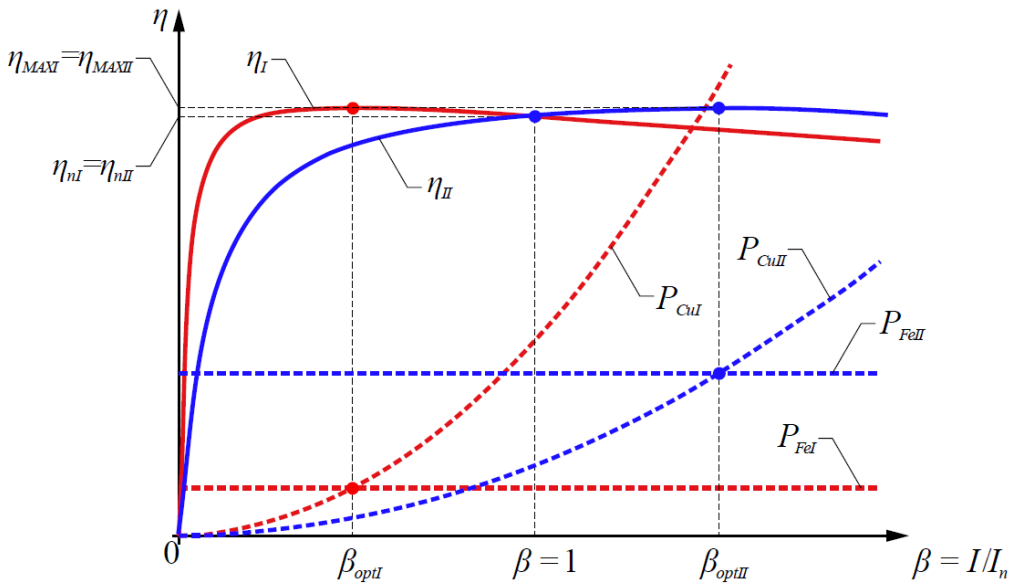
Dakle, u pomenutom radnom režimu transformator radi sa relativnim opterećenjem:

$$\beta_{opt} = \sqrt{\frac{P_0}{P_{k,75\,°C}}} \tag{17}$$

Kod distributivnih transformatora maksimum koeficijenta korisnog dejstva u praksi se najčešće ostvaruje pri relativnom opterećenju od približno 0,4 kod manjih jedinica, odnosno oko 0,7 kod većih transformatora, dok se vrednosti bliske $\beta_{opt} = 1$ javljaju kod transformatora koji su dimenzionisani za rad u režimu opterećenja bliskom nominalnom.

Na slici 1 prikazana je promena koeficijenta korisnog dejstva transformatora u funkciji relativnog opterećenja $\beta = \frac{I}{I_n}$. Pored toga, prikazane su i zavisnosti gubitaka u gvožđu i gubitaka u bakru od opterećenja transformatora. Gubici u gvožđu su približno konstantni i ne zavise značajno od opterećenja, zbog čega su na dijagramu predstavljeni horizontalnom linijom. Nasuprot tome, gubici u bakru rastu sa kvadratom struje opterećenja, pa su prikazani kao rastuća kriva. Kriva koeficijenta korisnog dejstva pokazuje da se sa povećanjem opterećenja efikasnost transformatora najpre brzo povećava, dostiže maksimum pri određenom relativnom opterećenju β_{opt}, a zatim počinje blago da opada usled dominantnog porasta gubitaka u bakru. Maksimum korisnog dejstva ostvaruje se pri opterećenju za koje su gubici u bakru približno jednaki gubicima u gvožđu.

Na slici su prikazana i dva različita slučaja koji odgovaraju transformatorima sa različitim odnosom gubitaka u gvožđu i bakru i različitim nazivnim parametrima. Transformator sa manjim gubicima u gvožđu postiže maksimum korisnog dejstva pri manjem opterećenju (β_{optI}), dok se kod transformatora sa većim gubicima u gvožđu optimum pomera ka većem opterećenju (β_{optII}).



Slika 1 - Dijagrami stepena korisnog dejstva u zavisnosti od relativnog opterećenja za dva transformatora u paralelnom radu [2]

S obzirom na to da se maksimalni stepen korisnog dejstva transformatora postiže pri opterećenju kod koga su gubici u bakru približno jednaki gubicima u gvožđu, optimalna raspodela opterećenja između paralelno uključenih transformatora predstavlja efikasan način za smanjenje ukupnih tehničkih gubitaka u distributivnim postrojenjima.

Osnovni principi rada transformatora, uključujući gubitke i uslove paralelnog rada, detaljno su opisani u literaturi [1]–[3].

2 ALGORITAM OPTIMIZACIJE PARALELNOG RADA TRANSFORMATORA

2.1 Paralelan rad transformatora

Paralelan rad transformatora ostvaruje se kada su primarni namotaji dva ili više transformatora priključeni na zajedničke sabirnice, dok su sekundarni namotaji povezani na iste sekundarne sabirnice, čime transformatori istovremeno učestvuju u napajanju potrošača.

Da bi paralelan rad transformatora bio moguć i stabilan, neophodno je da budu ispunjeni određeni tehnički uslovi. Pre svega, transformatori moraju imati jednak prenosni odnos transformacije i iste nominalne napone primara i sekundara, kako bi sekundarni naponi bili jednaki i kako ne bi dolazilo do pojave cirkulacionih struja između transformatora. Takođe je potrebno da transformatori imaju istu vektorsku grupu, odnosno isti fazni pomak između primara i sekundara. Pored toga, poželjno je da naponi kratkog spoja transformatora budu približno jednaki. Čest je slučaj da su u distributivnim trafostanicama u paralelnom radu dva transformatora čije se nazivne snage znatno razlikuju. Jedno od ograničenja za paralelan rad jeste da odnos nazivnih snaga transformatora ne bude veći od 3.

Iako paralelan rad transformatora omogućava povećanje pouzdanosti napajanja i fleksibilnije upravljanje opterećenjem u elektroenergetskim postrojenjima, izbor broja transformatora u pogonu i raspodela opterećenja između njih značajno utiču na ukupne tehničke gubitke u trafostanici. Naime, uključivanje većeg broja transformatora dovodi do povećanja ukupnih gubitaka u gvožđu, dok se istovremeno smanjuju gubici u bakru usled raspodele opterećenja na veći broj jedinica. Zbog toga optimalan izbor režima rada transformatora predstavlja kompromis između ove dve vrste gubitaka. U savremenim elektroenergetskim sistemima ovaj problem se može rešavati primenom odgovarajućih algoritama koji, na osnovu merenja u realnom vremenu i poznatih tehničkih parametara transformatora, određuju optimalan režim rada postrojenja.

2.2 Algoritam optimizacije paralelnog rada u cilju smanjenja gubitaka

Optimizacija paralelnog rada transformatora realizovana je na primeru nekoliko realnih trafostanica različitih kapaciteta. Algoritam optimizacije će u ovom radu biti predstavljen na primeru trafostanice koja sadrži dva transformatora – T1 nominalne prividne snage $S_{nom1} = 8$ MVA i T2 nominalne prividne snage $S_{nom1} = 4$ MVA. Za realizaciju algoritma neophodno je raspolagati informacijama o gubicima u gvožđu ($P_{\gamma nom,Fe}$) i u bakru ($P_{\gamma nom,Cu}$) pri nazivnim uslovima, kao i koeficijente raspodele opterećenja među transformatorima u paralelnom radu – k_{T1} i k_{T2}. Primenjeni algoritam zasniva se na proračunu tehničkih gubitaka transformatora u zavisnosti od trenutnog opterećenja za tri slučaja, kada je transformator 1 u individualnom radu, kada je transformator 2 u individualnom radu i kada su transformatori u paralelnom radu. U prvom koraku algoritma vrši se proračun raspodele prividne snage među transformatorima u paralelnom radu na sledeći način:

$$S_1 = k_{T1} \cdot S \; ; \; S_2 = k_{T2} \cdot S \tag{18}$$

pri čemu je S prividna snaga potrošnje koju napajaju transformatori u paralelnom radu. Usvojen je opseg prividne snage od 0.5 MVA do 12 MVA, koliko iznosi zbirna prividna snaga dva transformatora. Proračun se vrši za ukupno 24 radne tačke, odnosno rezolucija u ovom opsegu iznosi 0.5 MVA.

Za proračun gubitaka transformatora u paralelnom radu u zavisnosti od prividne snage potrošača potrebno je za svaku od radnih tačaka izračunati ukupnu snagu gubitaka u gvožđu i bakru, pri čemu se usvaja da su gubici u gvožđu konstantni, dok gubici u bakru rastu sa kvadratom prividne snage:

$$P_{\gamma,T1+T2} = P_{\gamma nom,Fe1} + c_1 \cdot S_1^2 + P_{\gamma nom,Fe2} + c_2 \cdot S_2^2 \quad (19)$$

Na taj način dolazi se do krive prikazane zelenom bojom na slici 2.

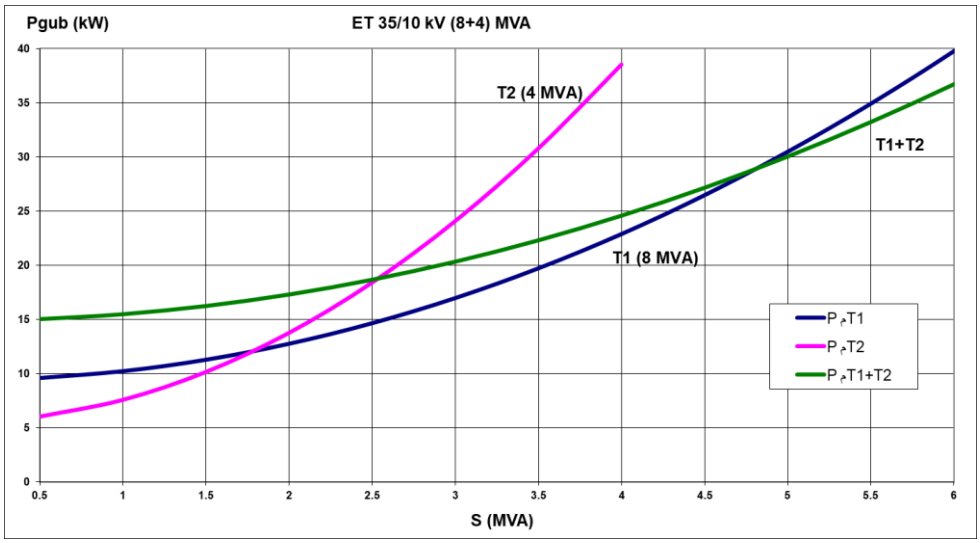
Za proračun gubitaka transformatora u individualnom radu koristi se uži opseg prividne snage, odnosno maksimalna vrednost za koju se vrši proračun je vrednost nazivne prividne snage za svaki od transformatora.

$$P_{\gamma,T1} = P_{\gamma nom,Fe1} + c_1 \cdot S^2 \quad (20)$$

Zavisnost gubitaka od prividne snage u transformatoru 1 u individualnom radu prikazana je plavom bojom na slici 2.

$$P_{\gamma,T2} = P_{\gamma nom,Fe2} + c_2 \cdot S^2 \quad (21)$$

Zavisnost gubitaka od prividne snage u transformatoru 2 u individualnom radu prikazana je roze bojom na slici 2



Slika 2 – Zavisnost gubitaka transformatora od prividne snage opterećenja

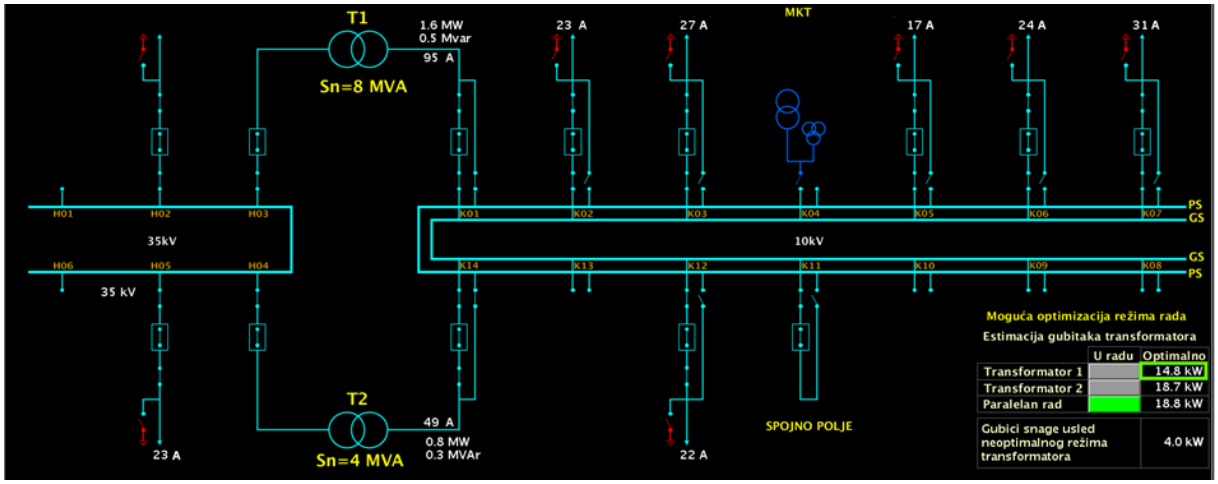
Osnovni zaključak do kojeg se dolazi analizom predstavljenih zavisnosti jeste da se za trafostanice sa dva paralelno povezana transformatora mogu definisati tri karakteristična opsega rada u zavisnosti od ukupnih gubitaka i trenutne prividne snage opterećenja konzuma koji se napaja iz trafostanice. Pri najmanjim vrednostima prividne snage do izražaja dolaze manji gubici u gvožđu transformatora manje nazivne snage, pa je u tom opsegu najefikasniji režim rada u kojem manji transformator radi individualno. Sa porastom opterećenja nastupa opseg u kojem je optimalan individualan rad transformatora veće nazivne snage, imajući u vidu sporiji porast gubitaka u bakru sa povećanjem opterećenja većeg transformatora. U opsegu najvećih opterećenja optimalan režim rada predstavlja paralelan rad oba transformatora. U slučaju kada su oba transformatora u trafostanici istih nazivnih parametara izdvajaju se dva opsega, prvi u kojem je optimalan individualan rad bilo kog od dva transformatora i drugi u kojem je optimalan paralelan rad. U tom slučaju od interesa je u algoritam uvrstiti i praćenje vremena rada kako bi se radni časovi ravnomerno rasporedili između dva transformatora u režimu kada je optimalan individualan rad.

Na osnovu identifikovanih opsega rada definisan je algoritam optimizacije koji, u zavisnosti od trenutne prividne snage opterećenja i tehničkih parametara transformatora, određuje režim rada trafostanice sa minimalnim ukupnim tehničkim gubicima.

3 OPIS IMPLEMENTACIJE U SCADA/DMS OKRUŽENJU I REZULTATI TESTIRANJA

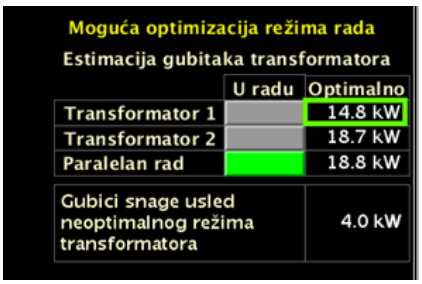
Implementacija opisanog algoritma izvršena je u okviru IMP VIEW4 SCADA/DMS sistema, kroz proširenje softverskog paketa. Na slici 3 dat je osnovni HMI prikaz trafostanice sa integrisanim funkcionalnim segmentom za podršku odlučivanju dispečera. U slučaju prikazanom na slici, transformatori rade u paralelnom radu tako da napajaju potrošače ukupnom prividnom snagom od 2.5 MVA. Algoritam u tom režimu identifikuje da je optimalan individualan rad transformatora 1, odnosno isključenje transformatora 2 iz paralelnog rada. Dakle, algoritam u

realnom vremenu vrši procenu tehničkih gubitaka za tri moguća uklopna stanja i predlaže optimalno na osnovu minimuma gubitaka.



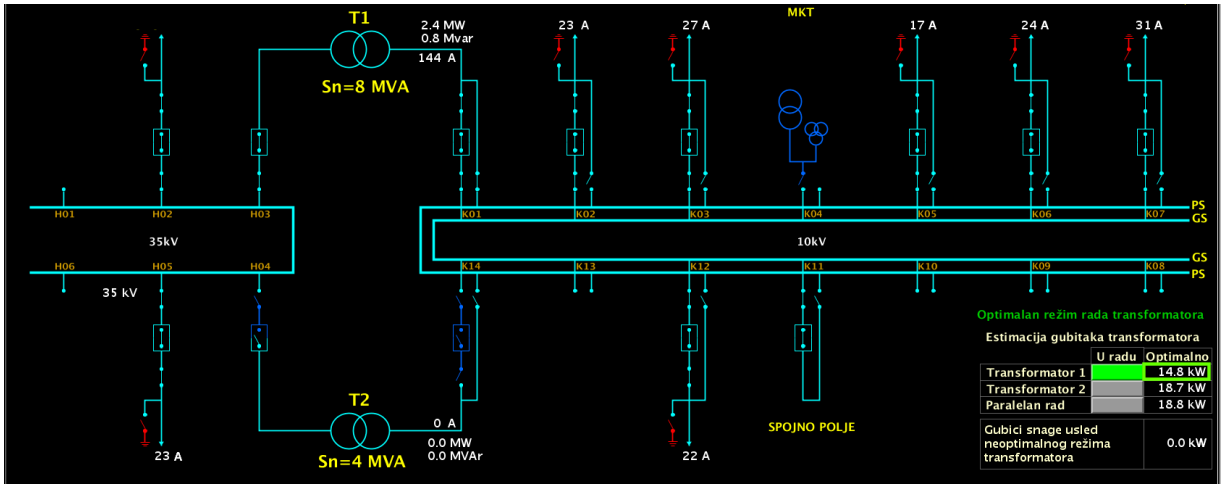
Slika 3 – HMI prikaz jednopolne šeme trafostanice u neoptimalnom radnom režimu

Na slici 4 detaljnije je prikazan navedeni segment, koji u prvom planu ističe da postoji odstupanje trenutnog u odnosu na optimalni režim rada, kao i procenjeno povećanje gubitaka u odnosu na optimalni režim. Na ovaj način dispečeru se obezbeđuje jasna i kvantitativna podrška za donošenje odluke o promeni uklopnog stanja. U konkretnom slučaju, promena uklopnog stanja dovodi do smanjenja gubitaka za približno 4 kW, odnosno za 21,3 %, što predstavlja značajan efekat sa stanovišta energetske efikasnosti.



Slika 4 – Detaljniji prikaz funkcionalnog segmenta za optimizaciju režima rada

Na slici 5 prikazan je slučaj kada je primenjeno optimalno uklopno stanje, pri čemu se ista potrošnja napaja isključivo preko transformatora 2. Na vrhu funkcionalne celine ispisuje se poruka da je trenutni režim rada optimalan, na šta ukazuje i odsustvo gubitaka usled neoptimalnog režima rada. U ovom režimu postiže se smanjenje ukupnih tehničkih gubitaka, što potvrđuje ispravnost predloženog algoritma i njegovu primenljivost u realnom operativnom okruženju.



Slika 5 - HMI prikaz jednopolne šeme trafostanice u optimalnom radnom režimu

Za procenu troškova tehničkih gubitaka usvojena je referentna cena električne energije od 0.10 €/kWh, što odgovara prosečnim veleprodajnim cenama električne energije na regionalnim tržištima. Na osnovu rezultata testiranja može se zaključiti da razlika od 4 kW u trenutnim gubicima između optimalnog i neoptimalnog režima rada, pri kontinuiranom radu tokom godine, dovodi do dodatnog godišnjeg gubitka od 35 040 kWh, odnosno oko 350 EUR pri navedenoj usvojenoj ceni električne energije po kWh.

Radi ilustracije mogućeg efekta na nivou distributivnog sistema, može se razmotriti primer grada sa približno 20 trafostanica sličnih karakteristika. Ukoliko bi prosečna razlika gubitaka između optimalnog i neoptimalnog režima rada iznosila 4 kW po trafostanici, a takvo stanje bilo prisutno tokom cele godine, ukupna godišnja ušteda iznosila bi približno 700 800 kWh, odnosno oko 7000 EUR pri ceni električne energije od 0.01 €/kWh. Navedena vrednost predstavlja idealizovanu procenu, dok bi se realne uštede morale odrediti na osnovu stvarnih dijagrama opterećenja i učestalosti pojave neoptimalnih režima rada. Sa druge strane, treba imati u vidu da se algoritam može implementirati za potrebe većih distributivnih trafostanica u kojima bi ušteda mogla biti veća od navedenog primera.

4 ZAKLJUČAK

U radu je prikazan algoritam za optimizaciju paralelnog rada transformatora zasnovan na minimizaciji tehničkih gubitaka. Rezultati pokazuju da primena algoritma omogućava smanjenje gubitaka u predmetnoj trafostanici od oko 4 kW (21,3 %), što ukazuje na značajan potencijal za energetsku i ekonomsku optimizaciju rada trafostanica. Implementacija u SCADA/DMS okruženju omogućava praktičnu primenu u realnom vremenu i jednostavnu integraciju u postojeće sisteme upravljanja. Dodatna prednost ovakvog rešenja je u tome što postiže centralizovan modul na novu dispečerskog centra koji služi za optimalno upravljanje svim trafostanicama koje taj centar pokriva.

Kao pravac daljeg razvoja može se razmotriti primena predloženog algoritma na nivou svih trafostanica u okviru jednog dispečerskog centra, čime bi se omogućila sistemska optimizacija rada distributivne mreže. Takođe, dalja unapređenja mogu uključiti primenu prediktivnih metoda zasnovanih na istorijskim podacima i prognozi opterećenja, kao i integraciju algoritma sa naprednim funkcijama upravljanja i izveštavanja u okviru SCADA/DMS sistema.

LITERATURA

[1] Radaković Z, 2018, Gubici snage, stepen iskorišćenja i promena napona, Elektrotehnički fakultet, Beograd
[2] Transformatori2, 2018, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad
[3] Nagrath I J and Kothari D P, 2010, Electric Machines, McGraw-Hill Education

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R3-04

SUZBIJANJE PRELAZNIH PROCESA NA ENERGETSKOM TRANSFORMATORU KONTROLISANIM UKLOPOM I ISKLOPOM PREKIDAČA

MITIGATION OF TRANSIENT PHENOMENA IN POWER TRANSFORMERS BY CONTROLLED CIRCUIT BREAKER SWITCHING

Mina MILIĆEV, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Republika Srbija*
Zoran STOJANOVIĆ, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Republika Srbija
Miloš MILOŠEVIĆ, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu ,MINS Elektro doo, Republika Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Ukoliko se prilikom priključenja energetskog transformatora u praznom hodu na mrežu uklop prekidača izvrši u proizvoljnom trenutku, dolazi do pojave velikih udarnih struja uključenja koje mehanički i električno naprežu, kako prekidač, tako i sam energetski transformator. Slično, prilikom isključenja transformatora u praznom hodu sa mreže, nepovoljan trenutak isklopa može dovesti do sečenja struje i pojave velikih prelaznih povratnih napona i izraženog dielektričkog naprezanja opreme. Ove sklopne operacije uzrokuju ubrzano starenje prekidača i energetskog transformatora i potrebu za njihovim češćim remontom. U ovom radu prikazan je algoritam za kontrolisani uklop i isklop prekidača svake faze u najpovoljnijem trenutku, čime se navedene negativne pojave u velikoj meri suzbijaju. Povoljan trenutak uklopa, odnosno isklopa, određuje se u odnosu na referentni trenutak detekcije prolaska faznog napona kroz nulu (engl. zero crossing). Algoritam je testiran simulacijama na Simulink modelu u *MATLAB* okruženju. Primena prikazanog algoritma omogućava precizno upravljanje prekidačima i produžava radni vek opreme.

Ključne reči: energetski transformator, kontrolisani uklop/isklop, zero crossing, struja uključenja, prelazni povratni napon

ABSTRACT

When a power transformer is energized at no-load and the circuit breaker is closed at an arbitrary instant, high inrush currents occur, causing significant mechanical and electrical stress on both the circuit breaker and the transformer itself. Similarly, during no-load disconnection of the transformer from the grid, an unfavorable opening instant may lead to current chopping, resulting in high overvoltages and pronounced dielectric stress on the equipment. Such switching operations accelerate the aging of the circuit breaker and the power transformer, increasing the need for more frequent maintenance and overhauls. This paper presents an algorithm for controlled closing and opening of the circuit breaker for each phase at the most favorable instant, thereby significantly mitigating the aforementioned adverse effects. The optimal closing and opening instants are determined with respect to a reference instant corresponding to the detected zero crossing of the phase voltage. The algorithm has been tested through simulations using a Simulink model in the MATLAB environment. Application of the proposed algorithm enables precise circuit breaker control and extends the service life of the equipment.

Keywords: power transformer, controlled switching, zero crossing, inrush current, transient recovery voltage

UVOD

Pri sklopnim operacijama energetskog transformatora može doći do negativnih pojava koje štete opremi. Pri uklopu energetskog transformatora u nepovoljnom trenutku može doći do dubokog zasićenja magnetskog jezgra transformatora, što uzrokuje pojavu velikih udarnih struja. Velike udarne struje dovode do električnog i mehaničkog naprezanja transformatora i ostale opreme u postrojenju [1]. S druge strane, isklop transformatora u

* Mina Milićev mina.milicev.2003@gmail.com; Zoran Stojanović stojanovic@etf.bg.ac.rs; Miloš Milošević milos.milosevic@minselektro.com

nepovoljnom trenutku, naročito pri upotrebi prekidača kod kojih dolazi do sečenja struje, dovodi do pojave velikih prenapona koji dielektrički naprežu izolaciju transformatora, prekidača i druge opreme [2]. Ove pojave dovode do ubrzanog starenja opreme i potrebe za njenim češćim održavanjem.

U cilju suzbijanja ovih negativnih pojava, razvijene su strategije za kontrolisan uklop i isklop energetskog transformatora [3]. Ove strategije se zasnivaju na preciznom određivanju trenutka uklopa i isklopa u odnosu na prolazak napona kroz nulu (engl. *zero-crossing*), uz nezavisno upravljanje polovima prekidača po fazama i uzimanje u obzir zaostalog (remanentnog) magnetskog fluksa u jezgru transformatora. U ovom radu strategije su analizirane i implementirane na trostubnom energetskom transformatoru sprege YNd, kroz model razvijen u *MATLAB/Simulink* okruženju. Sve analize i simulacije izvršene su za transformator u praznom hodu, jer su u tom režimu opisane negativne pojave usled sklopnih operacija najizraženije i najkritičnije za procenu efekata kontrolisanog uklopa i isklopa. Kroz simulacije na modelu izvršeno je poređenje nekontrolisanih i kontrolisanih sklopnih operacija, pri čemu su jasno prikazani povoljni efekti primene kontrolisanog upravljanja prekidačima.

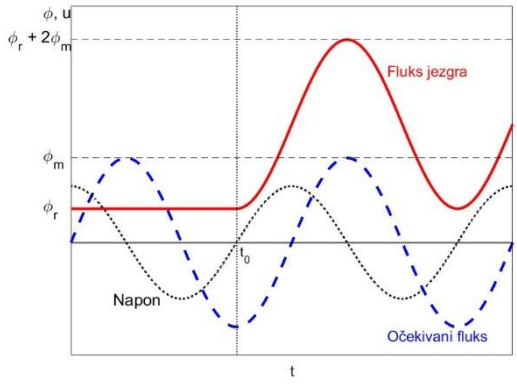
1. UKLOP ENERGETSKOG TRANSFORMATORA

Prilikom priključenja energetskog transformatora na mrežu, u njegovom jezgru se indukuje magnetski fluks. Zanemarujući otpornost primarnog namotaja, prema Faradejevom zakonu elektromagnetske indukcije, indukovani fluks je proporcionalan integralu primarnog napona. Ako je mrežni napon $u(t) = U_m \cos(\omega t)$, a transformator je pre uklopa imao remanentni fluks Φ_r, indukovani fluks u jezgru transformatora u praznom hodu može se izraziti kao:

$$\Phi(t) = \Phi_r + \frac{1}{N}\int_{t_0}^{t} u(t)dt = \Phi_r + \Phi_m \, sin(\omega t) - \Phi_m \, sin(\omega t_0), \qquad (1)$$

gde je N broj navojaka primara, t_0 trenutak uklopa transformatora na mrežu, a $\Phi_m = U_m/N\omega$ amplituda fluksa uzrokovanog mrežnim naponom (očekivanog fluksa).

Najveći fluks u jezgru javlja se kada je napon u trenutku uklopa na nultoj vrednosti, a očekivani fluks u svom minimumu. Ta maksimalna vrednost fluksa u jezgru ima vrednost $\Phi_{max} = \Phi_r + 2\Phi_m$ (Slika 1). Pri velikom fluksu jezgro transformatora ulazi u zasićenje, što dovodi do naglog porasta struje pri uklopu, odnosno velikih udarnih struja.



Slika 1 Fluks u jezgru transformatora pri uklopu u najnepovoljnijem trenutku

Da bi se smanjile ove velike udarne struje, razvijene su strategije kontrolisanog uklopa po fazama [3] za trostubni energetski transformator sprege YNd, prikazane u nastavku.

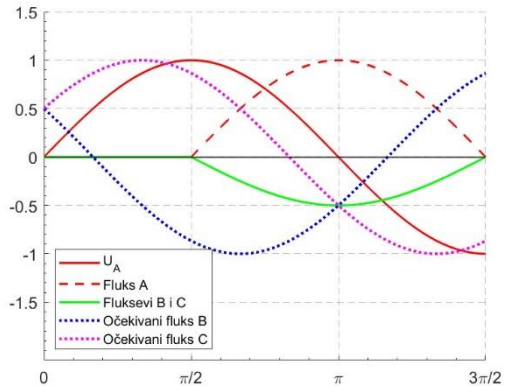
1.1 Kontrolisani uklop energetskog transformatora bez remanentnog fluksa

Ukoliko se pretpostavi da u trenutku uklopa u jezgru transformatora ne postoji remanentni fluks ($\Phi_r = 0$), izraz (

$$\Phi(t) = \Phi_r + \frac{1}{N}\int_{t_0}^{t} u(t)dt = \Phi_r + \Phi_m \, sin(\omega t) - \Phi_m \, sin(\omega t_0), \qquad (1)$$

se pojednostavljuje, pa je fluks u jezgru određen isključivo trenutkom uklopa. U tom slučaju, optimalan trenutak uklopa odgovara onom trenutku u kome je trenutna vrednost napona maksimalna. Tada fluks započinje svoj razvoj bez dodatne komponente koja bi dovela do njegovog prekoračenja i zasićenja jezgra. Na osnovu toga, prva faza (faza A) priključuje se na mrežu u trenutku maksimalne vrednosti njenog napona.

Nakon uklopa faze A, u njenom stubu indukuje se fluks koji se zatvara kroz preostala dva stuba jezgra. Za trostubni transformator važi uslov $\Phi_A + \Phi_B + \Phi_C = 0$. Zbog toga će se u stubovima faza B i C, posle kratkotrajnog prelaznog procesa nakon priključenja faze A, uspostaviti fluksevi $\Phi_B = \Phi_C = -\Phi_A/2$. Ovi fluksevi predstavljaju početne uslove za uklop faza B i C. Da bi se ograničio maksimalni fluks i izbeglo zasićenje jezgra, faze B i C potrebno je priključiti u trenutku kada njihovi trenutni fluksevi odgovaraju očekivanim fluksevima koje bi imali u ustaljenom režimu rada. Analizom vremenskog razvoja fluksa i napona dolazi se do zaključka da se optimalni trenutak uklopa faza B i C nalazi za četvrtinu periode nakon uklopa faze A (Slika 2).

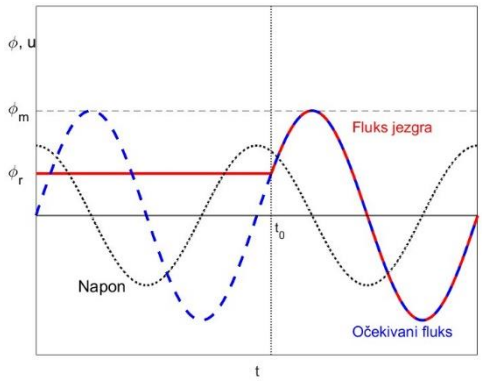


Slika 2 Povoljni trenuci uklopa svake faze

U praktičnoj realizaciji algoritma, kao referentni signal uzima se napon faze A. Detekcijom prolaska ovog napona kroz nultu vrednost (*zero-crossing*) određuje se referentni vremenski trenutak. Uklop faze A realizuje se sa kašnjenjem od jedne četvrtine periode (5 ms) u odnosu na referentni trenutak detekcije prolaska napona kroz nulu. Uklop faza B i C vrši se sa dodatnim kašnjenjem od još jedne četvrtine periode, odnosno ukupno 10 ms nakon detektovanog nultog prolaza napona faze A.

1.2 Kontrolisani uklop energetskog transformatora sa remanentnim fluksom

U praksi, energetski transformator najčešće ima određeni remanentni fluks u jezgru koji je posledica njegovog prethodnog rada i isklopa, i zavisi od procesa demagnetizacije koji je usledio nakon isklopa. Da bi se izbeglo prekoračenje fluksa i ulazak jezgra u zasićenje, prvu fazu (fazu A) treba priključiti na mrežu u trenutku kada očekivani fluks u jezgru, odnosno fluks koji bi se uspostavio u ustaljenom režimu rada, približno odgovara njenom remanentnom fluksu (Slika 3).



Slika 3 Fluks u jezgru transformatora pri uklopu u najpovoljnijem trenutku

Nakon uklopa faze A, po završetku kratkotrajnog prelaznog procesa, u stubovima faza B i C se uspostavljaju fluksevi $\Phi_B = \Phi_C = -\Phi_A/2$, na isti način kao i u slučaju bez remanentnog fluksa. Ovi fluksevi predstavljaju početne uslove za uklop faza B i C, pa strategija njihovog uklopa ostaje nepromenjena.

Remanentni fluks faze A potrebno je odrediti tokom procesa isklopa transformatora. Njegova vrednost se dobija integracijom napona faze A transformatora tokom prelaznog procesa demagnetizacije, počevši od trenutka

maksimalnog napona faze do završetka procesa, kada se napon stabilizuje na nultoj vrednosti. Ovako izračunata vrednost remanentnog fluksa koristi se prilikom sledećeg uklopa transformatora.

Kada se izda komanda za uklop, prvo se detektuje sledeći prolazak kroz nulu mrežnog napona faze A (iz negativne u pozitivnu vrednost). Nakon četvrtine periode, odnosno u trenutku maksimuma napona, započinje integracija napona radi određivanja očekivanog fluksa. Uklop faze A se vrši kada se vrednost očekivanog fluksa približno poklopi sa prethodno izračunatim remanentnim fluksom. Zbog diskretizacije signala tačna jednakost nikada nije moguća, ali približna vrednost je dovoljna za kontrolisani uklop.

Uklop faza B i C se vrši nakon uklopa faze A, ceo broj poluperioda nakon referentnog trenutka prolaska napona faze A kroz nulu.

U praksi, vrednost remanentnog fluksa može odstupati od prethodno izračunate vrednosti usled dugog perioda mirovanja transformatora, temperaturnih promena i relaksacije feromagnetnog materijala. Takođe, u pojedinim situacijama podatak o remanentnom fluksu može biti nedostupan. U takvim slučajevima moguće je primeniti strategiju kontrolisanog uklopa bez uvažavanja remanentnog fluksa, koja i dalje omogućava značajno smanjenje udarnih struja u odnosu na nekontrolisani uklop, posebno ukoliko je prethodno primijenjen kontrolisani isklop transformatora.

2 ISKLOP ENERGETSKOG TRANSFORMATORA

Pri isključenju energetskog transformatora u praznom hodu sa mreže može doći do pojave velikih prenapona ukoliko se koriste prekidači kod kojih dolazi do sečenja struje. Pre isključenja transformatora sa mreže, u transformatoru postoji uskladištena elektromagnetna energija $E_L = \frac{1}{2} L_T {I_0}^2$ i elektrostatička energija uskladištena u njegovim parazitnim kapacitivnostima $E_C = \frac{1}{2} C_T {U_0}^2$. Nakon otvaranja prekidača struja se naglo prekida i sva uskladištena energija prelazi u elektrostatičku, pa važi $E_C' = E_L + E_C$, odnosno:

$$\frac{1}{2} C_T {U_{max}}^2 = \frac{1}{2} L_T {I_0}^2 + \frac{1}{2} C_T {U_0}^2,$$

$$U_{max} = \sqrt{\frac{L_T}{C_T} {I_0}^2 + {U_0}^2}.$$

Da bi se izbegla pojava prenapona, primenjuje se strategija kontrolisanog isklopa transformatora u praznom hodu sa mreže [3].

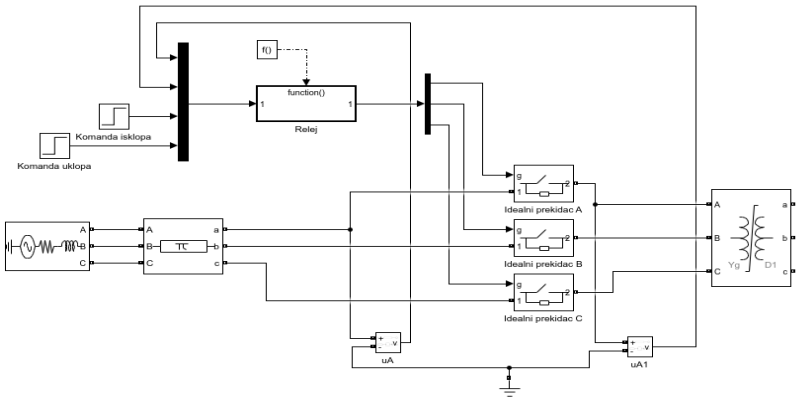
2.1 Kontrolisani isklop energetskog transformatora

Strategija kontrolisanog isklopa energetskog transformatora zasniva se na isklopu svake faze u trenutku prolaska njene struje kroz nulu. Na taj način se izbegava sečenje struje koje bi dovelo do pojave prenapona. Kako je transformator u praznom hodu pretežno induktivan element, njegova struja kasni za naponom približno 90°, pa se prolazak struje svake faze kroz nulu približno dešava u trenutku maksimalnog napona.

Zbog toga, kontrolisani isklop sprovodi se na sledeći način: analizira se referentni fazni napon faze A i detektuje njegov prolazak kroz nulu. Nakon četvrtine periode, odnosno 90°, vrši se isklop faze A. Isklop faze C se sprovodi nakon 120° u odnosu na isti referentni trenutak, dok se isklop faze B vrši nakon 210°.

3 SIMULACIJE I ANALIZA REZULTATA

Strategije kontrole uklopa i isklopa, koje su prethodno opisane, primenjene su u realizaciji funkcije kontrole prekidača, a njihov rad je simuliran na modelu napravljenom u *MATLAB/Simulink* okruženju. Pojednostavljeni model, prikazan na slici (Slika 4), sastoji se od mreže naponskog nivoa 110 kV, snage tropolnog kratkog spoja 2500 MVA i odnosa X/R = 7, π voda dužine 20 km, idealnih prekidača sa nezavisnim upravljanjem po fazama i trostubnog transformatora sprege YNd, snage 40 MVA i naponskog nivoa 110/20 kV/kV. Model transformatora obuhvata zasićenje i histerezis magnetskog jezgra, a transformator radi u praznom hodu. Kontroler prima potrebne naponske signale i komande uklopa i isklopa, a izlazne komande kontrolišu položaj prekidača. Pojedinosti modela izostavljene su sa slike radi preglednosti.

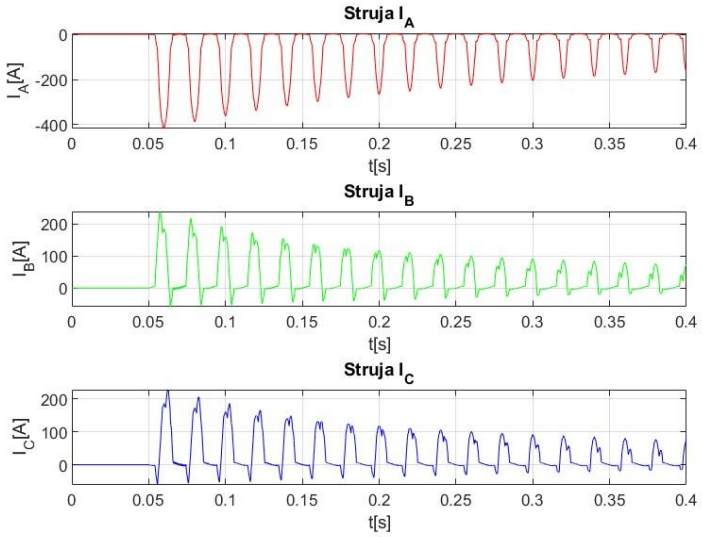


Slika 4 Model u Simulink-u

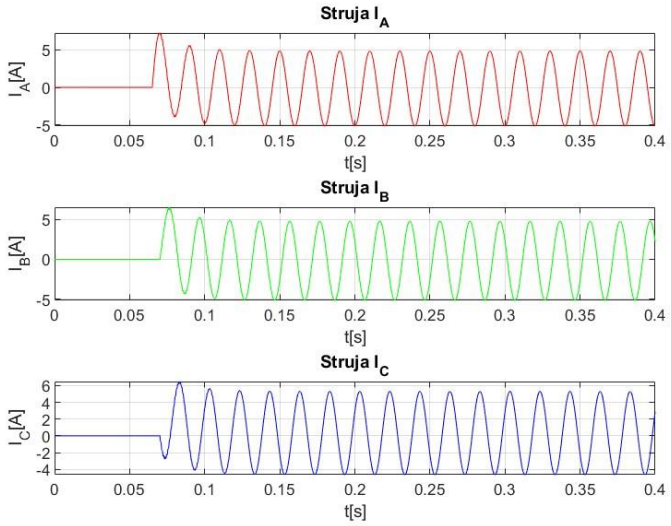
U cilju prikazivanja efekata kontrolisanih sklopnih operacija, izvršene su simulacije različitih scenarija uklopa i isklopa na opisanom modelu**.** Rezultati simulacija prikazuju uticaj kontrolisanih i nekontrolisanih operacija na pojavu udarnih struja i prenapona u transformatoru, što je detaljno prikazano u nastavku.

3.1 Simulacije uklopa transformatora u praznom hodu na mrežu

Na slici (Slika 5) prikazane su fazne struje sve tri faze koje se javljaju pri nekontrolisanom uklopu transformatora u praznom hodu na mrežu. Kao rezultat proizvoljno odabranog trenutka uklopa, jezgra sve tri faze ulaze u duboko zasićenje, što izaziva pojavu velikih udarnih struja u namotajima transformatora.



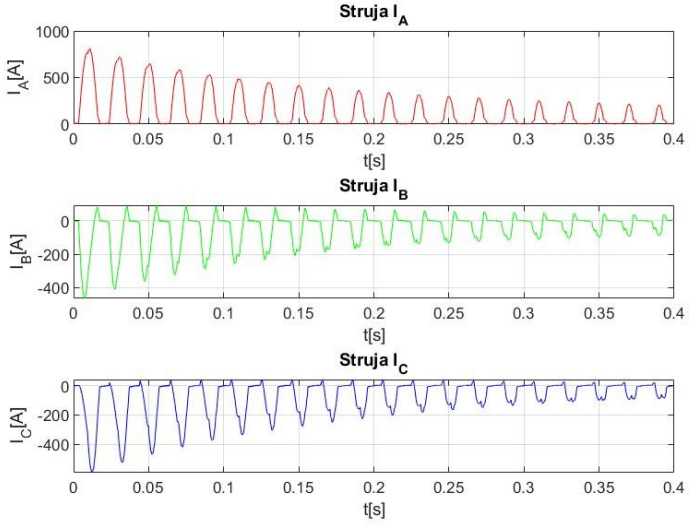
Slika 5 Fzne struje pri nekontrolisanom uklopu transformatora



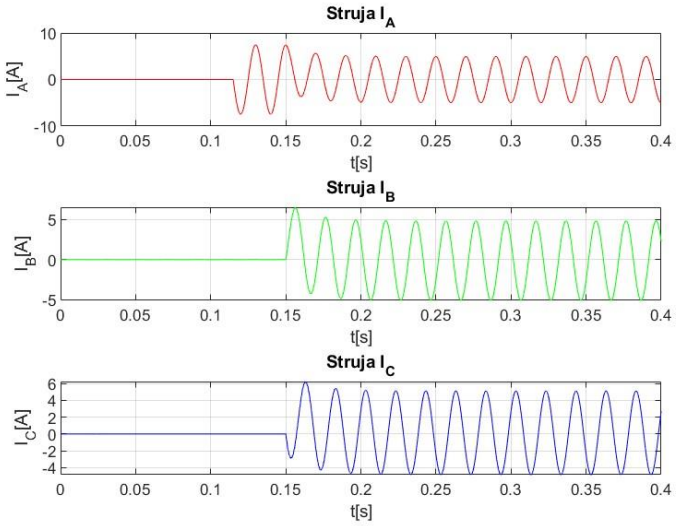
Slika 6 Fazne struje pri kontrolisanom uklopu transformatora bez remanentnog fluksa

Slika (Slika 6) prikazuje struje sve tri faze pri kontrolisanom uklopu energetskog transformatora u praznom hodu na mrežu. U ovom slučaju, pre uklopa, u jezgru transformatora nije postojao remanentni fluks. Za uklop je primenjena strategija koja ne uzima u obzir remanentni fluks, kako je objašnjeno u odeljku 1.1. Kao rezultat ovakvog uklopa ne dolazi do zasićenja magnetskog jezgra, pa su udarne struje značajno smanjene i bliske su vrednostima ustaljenih struja u režimu praznog hoda. Maksimalna vrednost struje u ovom slučaju iznosi oko 6 A, dok u slučaju nekontrolisanog uklopa dostiže oko 400 A, što jasno ilustruje efikasnost primenjene strategije.

Ukoliko u jezgru transformatora pre uklopa postoji remanentni fluks, primena strategije koja ga ne uzima u obzir može biti nepovoljna. Ako je remanentni fluks dovoljno velik, i pri ovakvom kontrolisanom uklopu može doći do zasićenja jezgra, a posledično i do pojave velikih udarnih struja. Ovo je prikazano odgovarajućom simulacijom, u kojoj je izvršen kontrolisani uklop transformatora sa postojećim remanentnim fluksom, primenom strategije opisane u odeljku 1.1. Na slici (Slika 7) prikazane su fazne struje sve tri faze u ovoj simulaciji.



Slika 7 Fazne struje pri kontrolisanom uklopu transformatora sa remanentnim fluksom, bez uvažavanja remanentnog fluksa

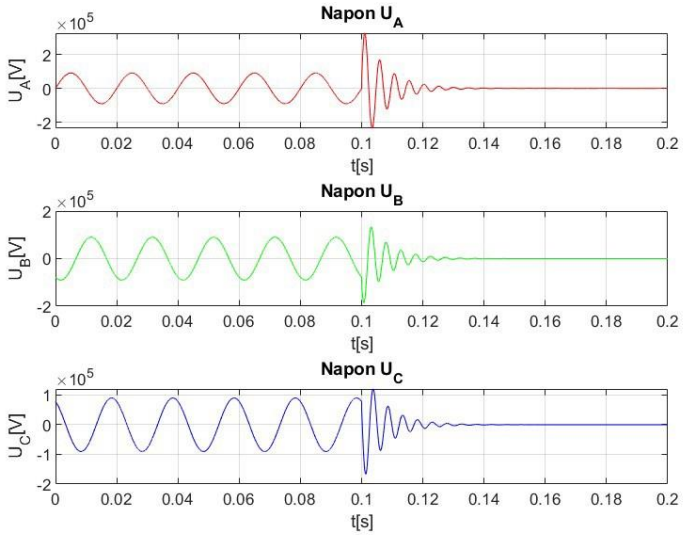


Slika 8 Fazne struje pri kontrolisanom uklopu transformatora sa remanentnim fluksom, sa uvažavanja remanentnog fluksa

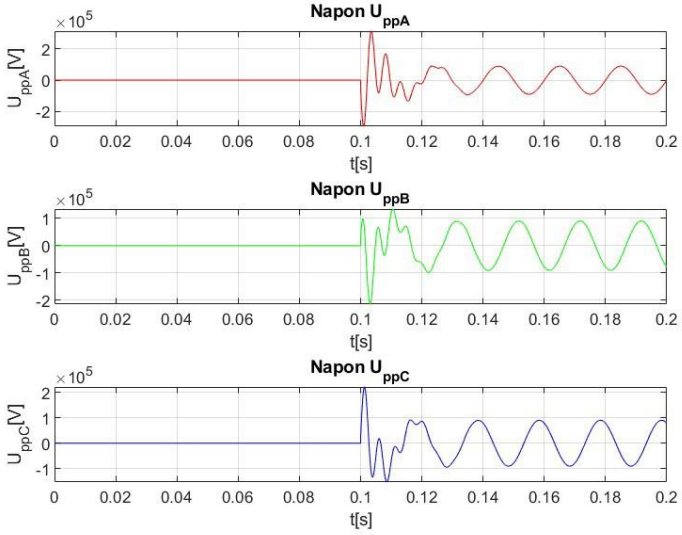
Poslednja simulacija uklopa odnosi se na slučaj kontrolisanog uklopa transformatora kod kojeg postoji remanentni fluks, uz njegovo uvažavanje, kako je opisano u odeljku 1.2. Na slici (Slika 8) prikazane su fazne struje sve tri faze. U ovom slučaju ne dolazi do zasićenja magnetskog jezgra, bez obzira na postojanje remanentnog fluksa. Udarne struje su značajno smanjene i bliske su vrednostima ustaljenih struja u režimu praznog hoda. Maksimalna vrednost struje iznosi oko 8 A, dok u slučaju uklopa bez uvažavanja remanentnog fluksa dostiže oko 800 A, što dodatno potvrđuje značaj uvažavanja remanentnog fluksa pri upravljanju uklopom.

3.2 Simulacije isklopa transformatora u praznom hodu sa mreže

Na slici (Slika 9) prikazani su fazni naponi na primaru transformatora u praznom hodu prilikom njegovog nekontrolisanog isklopa sa mreže, kada dolazi do sečenja struje, tj. gašenja luka pre prirodnog prolaska struje kroz nulu. Kako je trenutak isklopa proizvoljno izabran, na primaru se javljaju izraženi prenaponi. U ovom slučaju dolazi i do pojave velikih prelaznih povratnih napona na krajevima prekidača, što dodatno napreže prekidač i može dovesti do ponovnog paljenja luka. Prelazni povratni naponi na prekidačima sve tri faze prikazani su na slici (Slika 10).

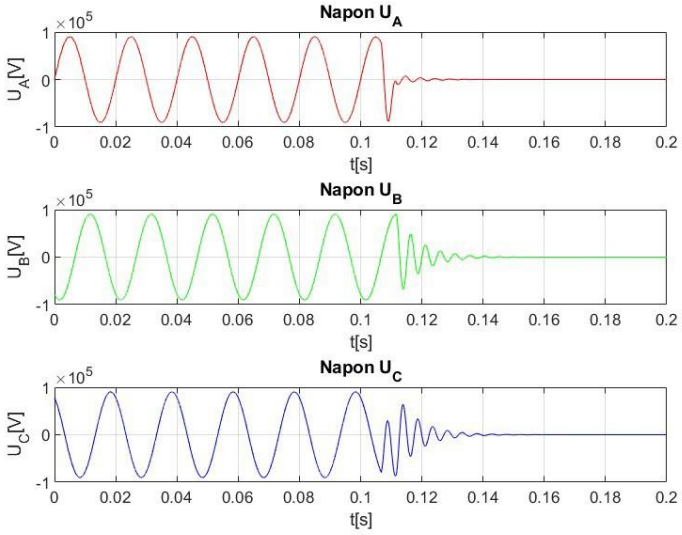


Slika 9 Fazni naponi primara transformatora pri nekontrolisanom isklopu

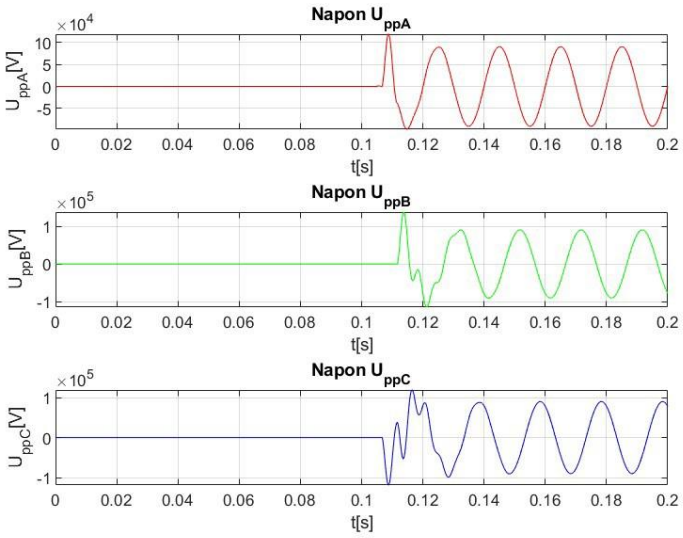


Slika 10 Prelazni povratni naponi na prekidačima pri nekontrolisanom isklopu transformatora

Na slici (Slika 11) prikazani su fazni naponi primara prilikom kontrolisanog isklopa transformatora u praznom hodu sa mreže. Primenjena je strategija kontrolisanog isklopa opisana u odeljku 2.1. U ovom slučaju prenaponi su praktično eliminisani. Takođe, značajno su smanjeni i prelazni povratni naponi na prekidačima, što se može videti na slici (Slika 12).



Slika 11 Fazni naponi primara transformatora pri kontrolisanom isklopu



Slika 12 Prelazni povratni naponi na prekidačima pri kontrolisanom isklopu transformatora

4 ZAKLJUČAK

U radu su analizirane pojave koje nastaju pri sklopnim operacijama energetskog transformatora u praznom hodu, sa posebnim osvrtom na udarne struje pri uklopu i prenapone pri isklopu. Prikazane su strategije kontrolisanog uklopa i isklopa zasnovane na određivanju optimalnog trenutka upravljanja prekidačima u odnosu na prolazak napona kroz nulu, uz uvažavanje remanentnog fluksa u jezgru transformatora.

Razvijeni algoritmi implementirani su u *MATLAB/Simulink* okruženju i testirani na modelu trostubnog transformatora sprege Ynd u praznom hodu. Rezultati simulacija pokazali su da primena kontrolisanih sklopnih operacija značajno smanjuje udarne struje pri uklopu, kao i prenapone i prelazne povratne napone pri isklopu.

Na osnovu dobijenih rezultata može se zaključiti da kontrolisano upravljanje prekidačima predstavlja efikasan način za smanjenje naprezanja opreme i produženje njenog životnog veka, što je od značaja za pouzdan i dugotrajan rad elektroenergetskog sistema.

Treba napomenuti da su u prikazanom simulacionom modelu korišćeni idealni prekidači, dok u realnim uslovima postoje kašnjenja i disperzija vremena uklopa i isklopa, kao i pojava električnog luka. U praktičnoj primeni kontrolisanih sklopnih operacija koriste se odgovarajući prekidači, pri čemu je neophodno precizno poznavanje vremena delovanja svakog pola prekidača, koja se dobijaju od proizvođača opreme. Ukoliko su odstupanja stvarnih vremena delovanja od očekivanih vrednosti dovoljno mala, kontrolisano upravljanje i u realnim uslovima omogućava značajno smanjenje udarnih struja i prenapona u odnosu na nekontrolisano upravljanje.

LITERATURA

[1] M. Steurer and K. Frohlich, "The impact of inrush currents on the mechanical stress of high voltage power transformer coils", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 17, no. 1, pp. 155-160, Jan. 2002.
[2] G. C. Paap, A. A. Alkema and L. Van der Sluis, "Overvoltages in power transformers caused by no-load switching," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 10, no. 1, pp. 301-307, Jan. 1995.
[3] Siemens AG, *SIPROTEC* 5 – *Point-on-Wave Switching Manual*, Siemens AG, Nuremberg, Germany, 2020.
[4] R. Cano-González, A. Bachiller-Soler, J. A. Rosendo-Macías i G. Álvarez-Cordero, "Controlled switching strategies for transformer inrush current reduction: A comparative study," *Electric Power Systems Research*, vol. 145, pp. 12-18, 2017.
[5] D. Goldsworthy, T. Roseburg, D. Tziouvaras and J. Pope, "Controlled Switching of HVAC Circuit Breakers: Application Examples and Benefits," *2008 61st Annual Conference for Protective Relay Engineers*, College Station, TX, USA, 2008.

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R3-05

ONLINE ESTIMACIJA ELEKTRIČNIH PARAMETARA ENERGETSKOG TRANSFORMATORA U VREMENSKOM DOMENU

ONLINE TIME-DOMAIN ESTIMATION OF ELECTRICAL PARAMETERS OF A POWER TRANSFORMER

Ognjen ALEKSIĆ, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Republika Srbija*
Zoran STOJANOVIĆ, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Republika Srbija
Miloš MILOŠEVIĆ, MINS Elektro doo, Republika Srbija
Nina LJUBOJA, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Republika Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Energetski transformatori predstavljaju jedan od najskupljih elemenata u elektroenergetskom sistemu i kvarovi na njima mogu dovesti do velikih finansijskih gubitaka za operatera, kako zbog visokih troškova popravke, tako i usled neisporučene električne energije. Iz tog razloga, monitoring i dijagnostika stanja energetskih transformatora su od ključnog značaja za pouzdan i efikasan rad elektroenergetskog sistema. Standardne metode ispitivanja transformatora podrazumevaju isključenje transformatora sa mreže i njegovo offline ispitivanje. U ovom radu prikazana je online metoda za određivanje električnih parametara energetskog transformatora u vremenskom domenu, zasnovana na merenju napona i struja na njegovim priključcima i primenom metode najmanjih kvadrata. Algoritam pretpostavlja T-zamensku šemu transformatora, na osnovu koje se izvode diferencijalne jednačine sa nepoznatim električnim parametrima transformatora, na koje se primenjuje metoda najmanjih kvadrata. Estimirani parametri uključuju otpornost namotaja, otpornost u grani magnećenja, kao i induktivnosti rasipanja i magnećenja. Praćenjem promene estimiranih parametara u odnosu na njihove fabričke vrednosti moguće je uočiti potencijalno opasne promene ili kvarove unutar transformatora.

Ključne reči: energetski transformatori, električni parametri, estimacija, online monitoring, metoda najmanjih kvadrata

ABSTRACT

Power transformers represent one of the most expensive components of the power system, and failures in these units can lead to significant financial losses for the operator, both due to high repair costs and due to undelivered electrical energy. For this reason, monitoring and diagnostics of the condition of power transformers are of key importance for the reliable and efficient operation of the power system. Conventional transformer testing methods require disconnecting the transformer from the power system and performing offline tests. This paper presents an online method for determining the electrical parameters of a power transformer in the time domain, based on voltage and current measurements at its terminals and the application of the least squares method. The algorithm assumes a T-equivalent circuit of the transformer, based on which differential equations with unknown electrical parameters are derived and solved using the least squares method. The estimated parameters include winding resistance, magnetizing branch resistance, as well as leakage and magnetizing inductances. By tracking changes in the estimated parameters relative to their factory values, potentially dangerous changes or faults within the transformer can be identified.

Keywords: power transformers, electrical parameters, estimation, online monitoring, least squares method

* Ognjen Aleksić ognjenaleksic@gmail.com; Zoran Stojanović stojanovic@etf.bg.ac.rs; Miloš Milošević milos.milosevic@minselektro.com; Nina Ljuboja nina.ljuboja03@gmail.com

UVOD

Monitoring energetskih transformatora predstavlja jedan od ključnih zadataka u elektroenergetskom sistemu. Kao jedne od najskupljih i najznačajnijih komponenti sistema, transformatori zahtevaju posebnu pažnju u pogledu monitoringa i dijagnostike stanja, s obzirom na velike gubitke koje njihovi kvarovi mogu izazvati. Standardne metode monitoringa obuhvataju različita električna i neelektrična ispitivanja, kao što su merenje otpornosti izolacije, merenje struje praznog hoda, merenje impedanse kratkog spoja i analiza gasova rastvorenih u transformatorskom ulju. Većina ovih metoda sprovodi se *offline*, odnosno uz isključenje transformatora iz pogona, čime je ograničena mogućnost kontinuiranog praćenja njegovog stanja.

U ovom radu prikazana je *online* metoda za monitoring transformatora, zasnovana na proceni njegovih električnih parametara korišćenjem trenutnih vrednosti napona i struja na priključcima. Ovom metodom estimiraju se otpornost namotaja, reaktansa rasipanja, kao i parametri grane magnećenja, odnosno otpornost i reaktansa magnećenja. Na ovaj način moguće je pratiti promene parametara i pravovremeno uočiti potencijalne probleme i kvarove, bez potrebe za isključenjem transformatora iz mreže.

Promene električnih parametara transformatora mogu ukazivati na različite vrste kvarove u transformatoru. Prema Fofana i Hadjadj (1), promena otpornosti namotaja veća od 5% ukazuje na postojanje kvara. Povećana otpornost je povezana sa prekidom ili oštećenjem provodnika ili lošim kontaktima, dok njeno smanjenje može ukazivati na kratke spojeve između navojaka unutar transformatora (1–4). Praćenjem induktivnosti rasipanja prati se stanje geometrije namotaja, koje može biti narušeno usled mehaničkih deformacija, starenja transformatora ili kratkih spojeva. Promena induktivnosti rasipanja ukazuje na aksijalna ili radijalna pomeranja namotaja, pri čemu razlika već od 2% u odnosu na nominalnu vrednost zahteva dodatnu proveru stanja transformatora (1). Struja magnećenja transformatora, koja je povezana sa električnim parametrima u otočnoj grani zamenske šeme transformatora, indikator je stanja magnetskog kola transformatora. Ona ukazuje na različite kvarove u jezgru, kao što su topljenje limova ili izolacije, odnosno njihovo kratko spajanje, promena magnetskih osobina materijala i povećanje gubitaka usled vihornih struja (1–4).

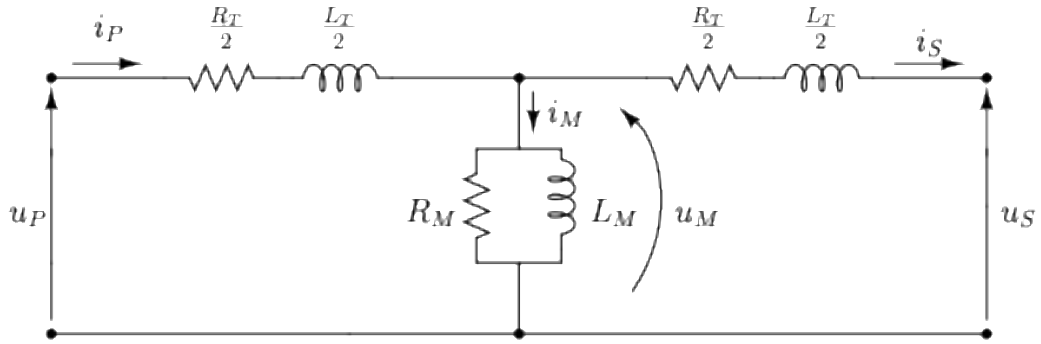
Procena električnih parametara transformatora obrađivana je u nekoliko radova. Dirik i Gezegin (5) određuju parametre transformatora na osnovu trenutnih vrednosti napona i struje, pri čemu se formiraju njihovi fazori i odgovarajući parametri računaju u kompleksnom domenu. Soliman i saradnici (6) estimiraju parametre jednofaznog transformatora primenom metode najmanjih kvadrata na osnovu unapred generisanih talasnih oblika napona i struja, dobijenih iz poznatih parametara transformatora i opterećenja. Jin i saradnici (7) predlažu modifikovanu metodu najmanjih kvadrata zasnovanu na ortogonalnoj dekompoziciji, pogodnu za režime sa brzim dinamičkim promenama napona i struje. Krishan i saradnici (8) određuju parametre transformatora primenom diferencijalnog modela u vremenskom domenu, pri čemu se naponi i struje najpre filtriraju izdvajajući fundamentalnu komponentu pomoću brze Furijeove transformacije, nakon čega se rešavanjem diferencijalnih jednačina procenjuju redni parametri. Otočni parametri se određuju iz odnosa napona i struje u grani magnećenja, uz uvažavanje nelinearnosti magnetskog kola korišćenjem podataka dobijenih iz više merenja pri različitim opterećenjima transformatora.

1 MATEMATIČKA FORMULACIJA ALGORITMA

Jednačine na osnovu kojih su estimirani parametri transformatora izvedene su iz T-ekvivalentne šeme transformatora, prikazane na slici 1. Prilikom modelovanja pretpostavljeno je da je transformator simetričan i opterećen simetričnim trofaznim opterećenjem, zbog čega je korišćen jednofazni model, čime se omogućava pojednostavljenje matematičkog modela.

Iako standardna T-ekvivalentna šema transformatora podrazumeva modelovanje grane magnećenja kao paralelne veze otpornosti i reaktanse, u ovom radu usvojena je ekvivalentna redna veza ovih elemenata, radi jednostavnije matematičke formulacije modela. Najpre se estimiraju ekvivalentni redni parametri grane magnećenja, nakon čega se na osnovu njih određuju odgovarajući parametri paralelne veze.

Na slici 1 oznake u_P i u_S predstavljaju napon primara i napon sekundara transformatora sveden na primarnu stranu, i_P i i_S predstavljaju struje primara i sekundara svedene na primarnu stranu, a u_M i i_M predstavljaju napon i struju u grani magnećenja. Nepoznati parametri koji se estimiraju su R_T, L_T, R_M i L_M, odnosno otpornost namotaja, induktivnost rasipanja, kao i otpornost i induktivnost u grani magnećenja.



Slika 1 – T-ekvivalentna šema transformatora

Za kolo na slici 1 mogu se napisati sledeće jednačine:

$$u_P = u_M + \frac{R_T}{2} i_P + \frac{L_T}{2} \frac{di_P}{dt} \tag{1}$$

$$u_S = u_M - \frac{R_T}{2} i_S - \frac{L_T}{2} \frac{di_S}{dt} \tag{2}$$

$$u_M = L_M \frac{di_M}{dt} + R_M i_M \tag{3}$$

$$i_P = i_S + i_M \tag{4}$$

Kombinujući prethodne jednačine dobija se:

$$u_P - u_S = \frac{L_T}{2} \frac{di_S}{dt} + \frac{R_T}{2} i_S + \frac{L_T}{2} \frac{di_P}{dt} + \frac{R_T}{2} i_P \tag{5}$$

$$\Delta u = \frac{L_T}{2} \frac{di}{dt} + \frac{R_T}{2} i \tag{6}$$

$$u_P - \frac{R_T}{2} i_P - \frac{L_T}{2} \frac{di_P}{dt} = L_M \frac{d(i_P - i_S)}{dt} + R_M (i_P - i_S) \tag{7}$$

$$u_P - \frac{R_T}{2} i_P - \frac{L_T}{2} \frac{di_P}{dt} = L_M \frac{d\Delta i}{dt} + R_M \Delta i \tag{8}$$

gde je $\Delta u = u_P - u_S$, $\Delta i = i_P - i_S$ i $i = i_P + i_S$.

U jednačinama (6) i (8) potrebno je izračunati izvode struja. Ovi izvodi su računati pomoću sledeće aproksimacije:

$$\frac{di}{dt} = i' = \frac{i_{n+1} - i_{n-1}}{2T_{od}}, \tag{9}$$

gde je T_{od} period odabiranja, a i_{n+1} i i_{n-1} $(n+1)$-vi i $(n-1)$-vi odbirci struje.

Prilikom merenja i obrade signala, u sistem se unosi određena greška. Ona se u jednačinama (6) i (8) uvažava na sledeći način:

$$\Delta u + e_T = \frac{L_T}{2} i' + \frac{R_T}{2} i \tag{10}$$

$$u_P - \frac{R_T}{2} i_P - \frac{L_T}{2} i'_P + e_M = L_M \Delta i' + R_M \Delta i \tag{11}$$

Jednačine (10) i (11) mogu se zapisati u matričnom obliku:

$$[\Delta u] + [e_T] = \frac{L_T}{2}[i'] + \frac{R_T}{2}[i] \tag{12}$$

$$[u_P] - \frac{R_T}{2}[i_P] - \frac{L_T}{2}[i'_P] + [e_M] = L_M[\Delta i'] + R_M[\Delta i] \tag{13}$$

gde su:

$$[\Delta u] = [\Delta u_1, \Delta u_2, \dots \Delta u_m]^T$$

$$[u_P] = [u_{P1}, u_{P2}, \dots u_{Pm}]^T$$

$$[e_T] = [e_{T1}, e_{T2}, \dots e_{Tm}]^T$$

$$[e_M] = [e_{M1}, e_{M2}, \dots e_{Mm}]^T$$

$$[i] = [i_1, i_2, \dots i_m]^T$$

$$[i'] = [i'_1, i'_2, \dots i'_m]^T$$

$$[\Delta i] = [\Delta i_1, \Delta i_2, \dots \Delta i_m]^T$$

$$[\Delta i'] = [\Delta i'_1, \Delta i'_2, \dots \Delta i'_m]^T$$

$$[i_P] = [i_{P1}, i_{P2}, \dots i_{Pm}]^T$$

$$[i'_P] = [i'_{P1}, i'_{P2}, \dots i'_{Pm}]^T$$

odgovarajući odbirci datih veličina u jednom prozoru podataka.

Sada se primenjuje metoda najmanjih kvadrata. Ako se u jednačinama (12) i (13) prikažu vektori grešaka kao nepoznate, dobija se:

$$[e_T] = \frac{L_T}{2}[i'] + \frac{R_T}{2}[i] - [\Delta u] \tag{14}$$

$$[e_M] = L_M[\Delta i'] + R_M[\Delta i] - [u_P] + \frac{R_T}{2}[i_P] + \frac{L_T}{2}[i'_P] \tag{15}$$

Na osnovu prethodnih jednačina mogu se formirati kriterijumske funkcije koje treba da se minimizuju:

$$f(R_T, L_T) = [e_T]^T[e_T] = \left\{\frac{L_T}{2}[i'] + \frac{R_T}{2}[i] - [\Delta u]\right\}^T \left\{\frac{L_T}{2}[i'] + \frac{R_T}{2}[i] - [\Delta u]\right\} \tag{16}$$

$$f(R_M, L_M) = [e_M]^T[e_M] = \left\{L_M[\Delta i'] + R_M[\Delta i] - [u_P] + \frac{R_T}{2}[i_P] + \frac{L_T}{2}[i'_P]\right\}^T \left\{L_M[\Delta i'] + R_M[\Delta i] - [u_P] + \frac{R_T}{2}[i_P] + \frac{L_T}{2}[i'_P]\right\} \tag{17}$$

Ako se parcijalni izvodi po svim promenljivima jednačina (16) i (17) izjednače sa nulom, dobija se sistem od 4 linearne jednačine sa 4 nepoznate:

$$\frac{\partial f(R_T, L_T)}{\partial R_T} = \frac{\partial f(R_T, L_T)}{\partial L_T} = \frac{\partial f(R_M, L_M)}{\partial R_M} = \frac{\partial f(R_M, L_M)}{\partial L_M} = 0 \tag{18}$$

$$R_T[i]^T[i] + L_T[i]^T[i'] = 2[i]^T[\Delta u] \tag{19}$$

$$R_T[i]^T[i'] + L_T[i']^T[i'] = 2[i']^T[\Delta u] \tag{20}$$

$$R_T[i_P]^T[\Delta i] + L_T[i'_P]^T[\Delta i] + 2R_M[\Delta i]^T[\Delta i] + 2L_M[\Delta i']^T[\Delta i] = 2[u_P]^T[\Delta i] \tag{21}$$

$$R_T[i_P]^T[\Delta i'] + L_T[i'_P]^T[\Delta i'] + 2R_M[\Delta i]^T[\Delta i'] + 2L_M[\Delta i']^T[\Delta i'] = 2[u_P]^T[\Delta i'] \tag{22}$$

Konačno, rešavanjem ovog sistema jednačina dobijaju se estimacije električnih parametara transformatora:

$$R_T = 2\frac{CD - BE}{AC - B^2} \tag{23}$$

$$L_T = 2\frac{AE - BD}{AC - B^2} \tag{24}$$

$$R_M = \frac{HI - GJ}{FH - G^2} \tag{25}$$

$$L_M = \frac{FJ - GI}{FH - G^2} \tag{26}$$

gde su:

$$A = [i]^T[i] = \sum_{n=1}^{m} i_n^2 \tag{27}$$

$$B = [i]^T[i'] = \sum_{n=1}^{m} i_n i_n' \tag{28}$$

$$C = [i']^T[i'] = \sum_{n=1}^{m} i_n'^2 \tag{29}$$

$$D = [i]^T[\Delta u] = \sum_{n=1}^{m} i_n \Delta u_n \tag{30}$$

$$E = [i']^T[\Delta u] = \sum_{n=1}^{m} i_n' \, \Delta u_n \tag{31}$$

$$F = [\Delta i]^T[\Delta i] = \sum_{n=1}^{m} \Delta i_n^2 \tag{32}$$

$$G = [\Delta i]^T[\Delta i'] = \sum_{n=1}^{m} \Delta i_n \Delta i_n' \tag{33}$$

$$H = [\Delta i']^T[\Delta i'] = \sum_{n=1}^{m} \Delta i_n'^2 \tag{34}$$

$$I = \sum_{n=1}^{m} (2u_P \Delta i - R_T i_P \Delta i - L_T i_P' \Delta i) \tag{35}$$

$$J = \sum_{n=1}^{m} (2u_P \Delta i' - R_T i_P \Delta i' - L_T i_P' \Delta i') \tag{36}$$

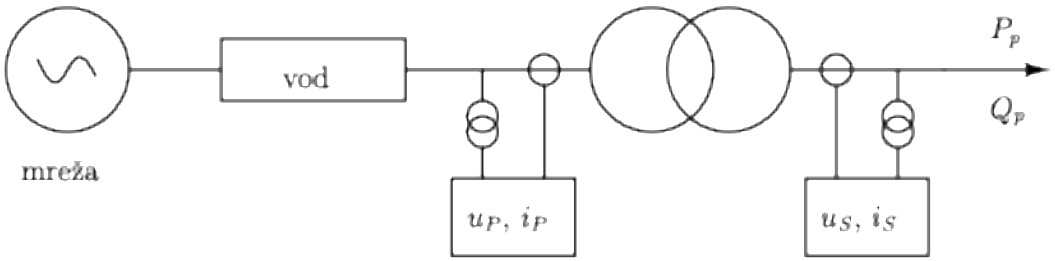
Na kraju, vrednosti parametara u otočnoj grani se preračunavaju iz redne u paralelnu vezu, kako se oni po pravilu modeluju:

$$R_M' = \frac{R_M^2 + (\omega L_M)^2}{R_M} \tag{37}$$

$$L_M' = \frac{R_M^2 + (\omega L_M)^2}{\omega^2 L_M} \tag{38}$$

2 SIMULACIJA I REZULTATI

Algoritam je testiran na modelu čija je šema prikazana na slici 2. Model je realizovan u softverskom paketu MATLAB/Simulink i sastoji se od mreže naponskog nivoa 110 kV, dalekovoda dužine 20 km modelovanog pomoću π-ekvivalentne šeme, simetričnog opterećenja podesive snage i energetskog transformatora. Nazivni podaci transformatora su: $U_1/U_2 = 110/10.5$ kV, $S_n = 10.5$ MVA, $u_k = 6.8\%$, $R_1 = 891.1$ mΩ, $R_2 = 41.36$ mΩ, $U_0 = 10$ kV, $I_0 = 43.62$ mA i $P_0 = 343.403$ W. Simulacije su izvršene za dve različite sprege transformatora: Ynyn0 i Ynd1.



Slika 2 – Simulacioni model elektroenergetskog sistema u MATLAB/Simulink okruženju

Odabiranje napona i struja vrši se frekvencijom $f_{od} = 8$ kHz, a odbirci se smeštaju u registre dužine $m = 160$. Kako je algoritmu potrebna jedna perioda da konvergira, rezultati iz prvih 20 ms simulacije ne utiču na krajnju estimiranu vrednost parametara. Simulacije su sprovedene za različite snage opterećenja transformatora: prazan hod, $0.2\,S_n$, $0.5\,S_n$, S_n i $1.2\,S_n$, gde je S_n nominalna snaga transformatora. Za svaku estimiranu vrednost parametra izračunata je relativna greška prema formuli:

$$e[\%] = \frac{p' - p}{p} \cdot 100,$$

gde je p' estimirana vrednost parametra, a p njegova stvarna vrednost.

U okviru simulacije razmatran je uticaj greške mernih transformatora, pri čemu je modelovana isključivo odnosna greška ε definisana klasom tačnosti u skladu sa IEC standardom. Fazni pomeraj je zanemaren, jer su njegove vrednosti reda veličine nekoliko minuta, što pri frekvenciji uzorkovanja od 8 kHz ima zanemarljiv uticaj na rezultate. Obuhvaćene su merne klase strujnih i naponskih transformatora transformatora 0.2 i 0.5. Greška je implementirana skaliranjem merenih veličina faktorom $k = 1 \pm \varepsilon$, čime se simulira odstupanje realnog merenja u odnosu na idealno. Analiza je sprovedena kroz tri karakteristična scenarija: idealan slučaj bez greške, slučaj u kojem greše merni transformatori samo na visokonaponskoj strani energetskog transformatora, kao i najnepovoljniji slučaj u kojem su greške prisutne na obe strane transformatora i imaju suprotan predznak. Ovakav pristup je u skladu sa metodama analize uticaja mernih grešaka na estimaciju parametara koje su razmatrane u literaturi (6-8).

Rezultati simulacija prikazani su u tabelama u nastavku.

Tabela 1 – Rezultati simulacije za transformator sprege Ynyn0 u idealnim uslovima (bez greške merenja)

opterećenje	0	0.2 S_{nom}	0.5 S_{nom}	S_{nom}	1.2 S_{nom}
Rt [Ω]	2,2663	1,7821	1,7825	1,7828	1,7822
greška [%]	**27,163**	**-0,003**	**0,017**	**0,033**	**0,001**
Lt [H]	0,24878	0,24878	0,24879	0,24880	0,24880
greška [%]	**0,024**	**0,024**	**0,028**	**0,032**	**0,031**
Rm [Ω]	179120,7	180533,6	180531,9	180521,1	180536,9
greška [%]	**-0,754**	**0,029**	**0,028**	**0,022**	**0,031**
Lm [H]	450,0170	449,9976	449,9938	450,0166	450,0254
greška [%]	**0,010**	**0,006**	**0,005**	**0,010**	**0,012**

Tabela 2 – Rezultati simulacije za transformator sprege Ynyn0 u slučaju greške mernih transformatora klase tačnosti 0.2 na primarnoj strani

opterećenje	0	0.2 S_{nom}	0.5 S_{nom}	S_{nom}	1.2 S_{nom}
Rt [Ω]	276,7370	11,4712	5,7141	3,7590	3,4307
greška [%]	**15427,831**	**543,654**	**220,621**	**110,919**	**92,498**
Lt [H]	1,35560	0,25960	0,25320	0,25110	0,25080
greška [%]	**445,031**	**4,374**	**1,801**	**0,957**	**0,836**
Rm [Ω]	178763,2	169316,9	155240,7	136689,9	130577,5
greška [%]	**-0,952**	**-6,186**	**-13,985**	**-24,264**	**-27,650**
Lm [H]	449,1186	441,9475	430,5534	411,7100	404,2660
greška [%]	**-0,189**	**-1,783**	**-4,315**	**-8,503**	**-10,157**

Tabela 3 – Rezultati simulacije za transformator sprege Ynyn0 u slučaju greške mernih transformatora klase tačnosti 0.5 na primarnoj strani

opterećenje	0	0.2 S_{nom}	0.5 S_{nom}	S_{nom}	1.2 S_{nom}
Rt [Ω]	686,400	25,968	11,597	6,716	5,897
greška [%]	**38414,196**	**1357,076**	**550,696**	**276,838**	**230,883**
Lt [H]	3,008	0,276	0,260	0,255	0,254
greška [%]	**1109,271**	**10,888**	**4,471**	**2,368**	**2,002**
Rm [Ω]	178229,500	154914,030	128337,500	100262,700	92341,100
greška [%]	**-1,248**	**-14,166**	**-28,892**	**-44,447**	**-48,836**
Lm [H]	447,778	430,430	404,410	365,198	350,884
greška [%]	**-0,487**	**-4,343**	**-10,125**	**-18,840**	**-22,021**

Tabela 4 – Rezultati simulacije za transformator sprege Ynyn0 u slučaju greške mernih transformatora klase tačnosti 0.2 na primarnoj i sekundarnoj strani

opterećenje	0	0.2 S_{nom}	0.5 S_{nom}	S_{nom}	1.2 S_{nom}
Rt [Ω]	551,209	21,179	9,654	5,739	5,083
greška [%]	**30828,571**	**1088,374**	**441,662**	**222,023**	**185,181**
Lt [H]	2,463	0,270	0,258	0,254	0,253
greška [%]	**890,069**	**8,725**	**3,590**	**1,922**	**1,640**
Rm [Ω]	178405,600	159393,040	136130,650	109941,100	102229,800
greška [%]	**-1,150**	**-11,685**	**-24,574**	**-39,085**	**-43,357**
Lm [H]	448,220	434,164	412,688	379,355	366,886
greška [%]	**-0,389**	**-3,513**	**-8,285**	**-15,693**	**-18,464**

Tabela 5 – Rezultati simulacije za transformator sprege Ynyn0 u slučaju greške mernih transformatora klase tačnosti 0.5 na primarnoj i sekundarnoj strani

opterećenje	0	0.2 S_{nom}	0.5 S_{nom}	S_{nom}	1.2 S_{nom}
Rt [Ω]	1370,530	50,271	21,459	11,674	10,033
greška [%]	**76801,021**	**2720,744**	**1104,074**	**555,005**	**462,945**
Lt [H]	5,767	0,303	0,271	0,260	0,259
greška [%]	**2218,672**	**21,784**	**8,918**	**4,716**	**4,013**
Rm [Ω]	177338,400	135574,400	99440,310	69296,660	61931,920
greška [%]	**-1,742**	**-24,882**	**-44,903**	**-61,605**	**-65,685**
Lm [H]	445,539	412,386	367,040	307,037	287,278
greška [%]	**-0,985**	**-8,353**	**-18,430**	**-31,765**	**-36,156**

Tabela 6 – Rezultati simulacije za transformator sprege Ynd1 u idealnim uslovima (bez greške merenja)

opterećenje	0	0.2 S_{nom}	0.5 S_{nom}	S_{nom}	1.2 S_{nom}
Rt [Ω]	1,801	1,780	1,787	1,786	1,782
greška [%]	**1,072**	**-0,101**	**0,241**	**0,208**	**0,006**
Lt [H]	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249
greška [%]	**0,076**	**0,109**	**0,101**	**0,105**	**0,024**
Rm [Ω]	180547,800	180697,710	180626,520	180675,200	180534,420
greška [%]	**0,037**	**0,120**	**0,080**	**0,107**	**0,029**
Lm [H]	449,904	450,074	450,064	450,070	450,001
greška [%]	**-0,015**	**0,023**	**0,021**	**0,022**	**0,007**

Tabela 7 – Rezultati simulacije za transformator sprege Ynd1 u slučaju greške mernih transformatora klase tačnosti 0.2 na primarnoj strani

opterećenje	0	0.2 S_{nom}	0.5 S_{nom}	S_{nom}	1.2 S_{nom}
Rt [Ω]	275,680	11,470	5,718	3,762	3,432
greška [%]	**15368,522**	**543,559**	**220,823**	**111,093**	**92,571**
Lt [H]	1,362	0,260	0,253	0,251	0,251
greška [%]	**447,765**	**4,459**	**1,882**	**1,041**	**0,901**
Rm [Ω]	180187,400	169465,200	155316,200	136789,500	130674,200
greška [%]	**-0,163**	**-6,104**	**-13,943**	**-24,209**	**-27,597**
Lm [H]	449,006	442,009	430,587	411,703	404,257
greška [%]	**-0,214**	**-1,769**	**-4,308**	**-8,504**	**-10,159**

Tabela 8 – Rezultati simulacije za transformator sprege Ynd1 u slučaju greške mernih transformatora klase tačnosti 0.5 na primarnoj strani

opterećenje	0	0.2 S_{nom}	0.5 S_{nom}	S_{nom}	1.2 S_{nom}
Rt [Ω]	684,440	25,966	11,600	6,719	5,899
greška [%]	**38304,220**	**1356,963**	**550,870**	**277,000**	**230,967**
Lt [H]	3,024	0,276	0,260	0,255	0,254
greška [%]	**1115,986**	**10,964**	**4,547**	**2,445**	**2,083**
Rm [Ω]	179649,600	155042,700	128393,200	100322,700	92395,890
greška [%]	**-0,461**	**-14,095**	**-28,861**	**-44,414**	**-48,806**
Lm [H]	447,666	430,464	404,404	365,141	350,824
greška [%]	**-0,512**	**-4,335**	**-10,126**	**-18,852**	**-22,034**

Tabela 9 – Rezultati simulacije za transformator sprege Ynd1 u slučaju greške mernih transformatora klase tačnosti 0.2 na primarnoj i sekundarnoj strani

opterećenje	0	0.2 S_{nom}	0.5 S_{nom}	S_{nom}	1.2 S_{nom}
Rt [Ω]	549,551	21,178	9,657	5,742	5,084
greška [%]	**30735,540**	**1088,279**	**441,847**	**222,197**	**185,254**
Lt [H]	2,476	0,271	0,258	0,254	0,253
greška [%]	**895,457**	**8,797**	**3,651**	**1,982**	**1,681**
Rm [Ω]	179827,100	159527,700	136191,990	110011,030	102294,700
greška [%]	**-0,363**	**-11,610**	**-24,540**	**-39,046**	**-43,321**
Lm [H]	448,108	434,211	412,693	379,311	366,839
greška [%]	**-0,414**	**-3,502**	**-8,284**	**-15,703**	**-18,475**

Tabela 10 – Rezultati simulacije za transformator sprege Ynd1 u slučaju greške mernih transformatora klase tačnosti 0.5 na primarnoj i sekundarnoj strani

opterećenje	0	0.2 S_{nom}	0.5 S_{nom}	S_{nom}	1.2 S_{nom}
Rt [Ω]	1367,090	502,696	21,462	11,677	10,034
greška [%]	**76608,001**	**28106,486**	**1104,225**	**555,173**	**463,012**
Lt [H]	5,800	0,303	0,271	0,261	0,259
greška [%]	**2231,899**	**21,864**	**8,998**	**4,797**	**4,093**
Rm [Ω]	178751,300	135677,900	99476,400	69329,300	61960,400
greška [%]	**-0,959**	**-24,824**	**-44,883**	**-61,586**	**-65,669**
Lm [H]	445,428	412,398	366,989	306,948	287,190
greška [%]	**-1,010**	**-8,350**	**-18,441**	**-31,785**	**-36,176**

Na osnovu rezultata, može se zaključiti da greške mernih transformatora imaju najveći uticaj na estimaciju otpornosti namotaja transformatora R_T. U prisustvu greške mernih transformatora estimacija ovog parametra postaje izuzetno nestabilna i nepouzdana. Pri tome, uticaj greške naponskog transformatora je daleko veći u odnosu na grešku strujnog transformatora. Ukoliko bi greške mernih transformatora bile unapred poznate, mogli bi se formirati kompenzacioni koeficijenti koji bi ovaj uticaj redukovali, što će biti jedan od zadataka u budućem radu.

Rezultati takođe pokazuju da tačnost estimacije parametara zavisi od radnog režima transformatora. Parametri grane magnećenja se sa većom tačnošću određuju u režimima bliskim praznom hodu, dok se redni parametri sa većom tačnošću određuju u režimima bliskim nominalnom opterećenju ili u uslovima preopterećenja. Na osnovu ovog zaključka moguće je unaprediti algoritam tako što bi se redni parametri estimirali u režimima bliskim nominalnom opterećenju, a onda te vrednosti pamtile i koristile prilikom estimacije otočnih parametara kada je transformator u režimima bliskim praznom hodu.

3 ZAKLJUČAK

U ovom radu prikazana je metoda za estimiranje električnih parametara energetskog transformatora primenom metode najmanjih kvadrata. Izračunata je relativna greška algoritma u estimaciji parametara u odnosu na njihove tačne vrednosti. Na osnovu rezultata, može se zaključiti da prikazana metoda uspešno estimira parametre transformatora sa zadovoljavajućom tačnošću.

U radu je analiziran i uticaj greške merenja strujnih i naponskih transformatora kroz nekoliko slučajeva: slučaj bez greške merenja, slučaj u kojem greška postoji samo na jednoj strani transformatora, kao i slučaj u kojem su greške prisutne na obe strane i imaju suprotan predznak. Dobijeni rezultati ukazuju na to da prisustvo greške merenja dovodi do povećanja odstupanja estimiranih parametara, pri čemu je uticaj najizraženiji za otpornost namotaja R_T.

Rezultati pokazuju da se različiti parametri preciznije estimiraju u različitim radnim režimima - redni parametri u zamenskoj šemi imaju veću tačnost pri estimaciji u režimima bliskim nominalnom opterećenju, dok se parametri grane magnećenja bolje estimiraju u režimima bliskim praznom hodu.

Dalje unapređenje algoritma može se ostvariti razdvajanjem estimacije rednih parametara na primarnu i sekundarnu stranu transformatora, čime bi se omogućilo odvojeno određivanje otpornosti namotaja i induktivnosti rasipanja za obe strane transformatora.

U simulaciji su pretpostavljeni idealno prostoperiodični naponski signali, što u praksi često nije slučaj. Usled prisustva viših harmonika, stvarni talasni oblik napona mreže može biti značajno izobličen, zbog čega posebnu pažnju u budućem radu treba posvetiti ovom problemu i njegovom uticaju na tačnost estimacije parametara. Po potrebi, može se uvesti digitalno filtriranje ulaznih signala Furijeovom transformacijom, pri čemu bi se za estimaciju parametara koristila sinusna komponenta Furijeovog reda, zbog toga što ona bolje filtrira naizmeničnu komponentu signala.

Budući rad, pored gore pomenutog, ogleda se i u uvažavanju položaja regulacione preklopke transformatora, zasebnoj estimaciji parametara u svakoj fazi i njihovom međusobnom poređenju, estimaciji parametara tronamotajnog transformatora, uvažavanju ambijentalnih uslova, itd.

LITERATURA

[1] Fofana I and Hadjadj Y, 2016, “Electrical-Based Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers”, “Energies”, 9, 679

[2] Li J, Tao F, Wei C, Lu Y, Wu P, Zhu M and Yu M, 2015, “A transformer winding deformation detection method based on the analysis of leakage inductance changes”, “Archives of Electrical Engineering”, –, –

[3] Youssef M, Abdelaziz ES, Mohamed HS and Attia M, 2025, “Condition monitoring and fault diagnosis of power transformer based on non-invasive measurement”, “Scientific Reports”, 15, 32123

[4] Domingo D, Kareem AB, Okwuosa CN, Custodio PM and Hur JW, 2024, “Transformer Core Fault Diagnosis via Current Signal Analysis with Pearson Correlation Feature Selection”, “Electronics”, 13, 926

[5] Dirik H and Gezegin C, 2022, “Parameter Identification of Equivalent T-Circuit of Three Phase Transformers Using Real Time Measurements”, “JERAS”, 11, 2147–2155

[6] Soliman SAS, Alammari R and Mostafa MA, 2004, “On-line estimation of transformer model parameters”, “Proc. IEEE Large Engineering Systems Conference on Power Engineering (LESCOPE)”, –, –

[7] Jin ES, Liu LL, Bo ZQ and Klimek A, 2008, “Parameter identification of the transformer winding based on least-squares method”, “Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting”, 1–6

[8] Krishan R, Mishra AK and Rajpurohit BS, 2016, “Real-time parameter estimation of single-phase transformer”, “Proc. IEEE 7th Power India International Conference (PIICON)”, 1–6

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R3-06

OD ZEMLJOSPOJA DO KVARA TRANSFORMATORA: ANALIZA SLUČAJA U 10 kV MREŽI SA IZOLOVANOM NEUTRALNOM TAČKOM

FROM EARTH FAULT TO TRANSFORMER FAILURE: A CASE STUDY IN A 10 kV NETWORK WITH AN ISOLATED NEUTRAL POINT

Ivan MUMIN, Crnogorski elektrodistributivni sistem – CEDIS, Crna Gora*
Radovan VUJOVIĆ, Crnogorski elektrodistributivni sistem – CEDIS, Crna Gora
Aleksandar PEROVIĆ, Crnogorski elektrodistributivni sistem – CEDIS, Crna Gora

KRATAK SADRŽAJ

Izolovana neutralna tačka predstavlja istorijski prvobitni način uzemljenja neutralne tačke u srednjenaponskim elektrodistributivnim mrežama, prvenstveno zbog jednostavne izvedbe, mogućnosti nastavka pogona pri pojavi monofaznog zemljospoja i malih struja kvara. Iako su se tokom vremena razvijali i drugi načini uzemljenja neutralne tačke, poput uzemljenja posredstvom niskoomskog otpornika i rezonantnog uzemljenja (Petersenova prigušnica), u elektrodistributivnom sistemu Crne Gore izolovana neutralna tačka i dalje predstavlja dominatan način uzemljenja u srednjenaponskim 10 kV mrežama.
U vazdušnim srednjenaponskim mrežama, zemljospoj predstavlja najčešću vrstu kvara. Zbog specifičnih električnih karakteristika izolovane neutralne tačke, pojava jednofaznog zemljospoja dovodi do značajnog porasta napona zdravih faza prema zemlji, koji može dostići vrijednost do √3 puta veće od nazivnog faznog napona. Iako su ove pojave najčešće kratkotrajnog karaktera, njihovo trajanje, učestalo ponavljanje, kao i primjena automatskog ponovnog uključenja, mogu dovesti do povećanog električnog i mehaničkog naprezanja izolacije i konstrukcije ostalih elemenata u mreži.
U radu je analiziran konkretan pogonski događaj u 10 kV mreži sa izolovanom neutralnom tačkom, u kojem je nakon prolaznog zemljospoja i ponovnog uključenja voda došlo do kvara energetskog transformatora. Poseban akcenat stavljen je na uticaj prenapona usljed zemljospoja na ubrzano starenje i proboj izolacije transformatora, kao i na mehaničke deformacije namotaja izazvane naknadnim kratkim spojem. Analiza takođe ukazuje da su energetski transformatori novije proizvodnje, iako u potpunosti usklađeni sa važećim standardima, često optimizovani u pogledu dimenzija, materijala i ekonomičnosti, te mogu biti osjetljiviji na ponavljana prenaponska i mehanička naprezanja karakteristična za vazdušne srednjenaponske mreže sa izolovanom neutralnom tačkom.
Rezultati analize ukazuju da zemljospoj u izolovanoj srednjenaponskoj mreži, iako često posmatran kao relativno bezazlen kvar, može predstavljati inicijalni uzrok ozbiljnih i skupih oštećenja ključnih mrežnih elemenata. Rad ukazuje na potrebu preispitivanja postojećih pogonskih režima, podešavanje zaštitnih funkcija i strategija automatskog ponovnog uključenja u srednjenaponskim mrežama sa izolovanom neutralnom tačkom, sa ciljem smanjenja rizika od sekundarnih kvarova i produženja životnog vijeka energetskih transformatora.

Ključne riječi: zemljospoj, uzemljenje neutralne tačke, srednjenaponska mreža, kvar transformatora, izolovana neutralna tačka

ABSTRACT

Historically, the isolated neutral point represents the earliest method of grounding the neutral point in médium-voltage electrical distribution networks, primarily due to its simple design, the possibility of continued operation during a single-phase earth fault, and low fault currents. Although other methods of grounding the neutral point have developed over time, such as low-resistance grounding and resonant grounding (Petersen coil), the isolated neutral point remains the dominant grounding method in the medium-voltage 10 kV networks of the Montenegrin power distribution system. These networks are largely implemented as overhead networks, especially in suburban and rural areas.

* Ivan Mumin ivan.mumin@cedis.me; Radovan Vujović, radovan.vujovic@cedis.me; Aleksandar Perović, aleksandar.perovic@cedis.me

In overhead medium-voltage networks, earth fault is the most common type of fault. Due to the specific electrical characteristics of the isolated neutral point, the occurrence of a single-phase earth fault leads to a significant increase in the phase-to-earth voltage of healthy phases, which can reach values up to $\sqrt{3}$ times the nominal phase voltage. Although these occurrences are usually of a short-term nature, their duration, frequent repetition, as well as the application of automatic reclosing, can lead to increased electrical and mechanical stress on the insulation and the construction of other network elements.
This paper analyses a specific operational event in a 10 kV network with an isolated neutral point, in which a temporary earth fault followed by automatic reclosing of the feeder resulted in the failure of a power transformer. Special emphasis was placed on the impact of earth-fault-related overvoltages on the accelerated aging and breakdown of the transformer insulation, as well as on the mechanical deformations of the windings caused by the subsequent short circuit. The analysis also indicates that power transformers of recent production, although fully compliant with current standards, are often optimized in terms of dimensions, materials and cost efficiency, and may therefore be more sensitive to repeated overvoltage and mechanical stresses characteristic of overhead medium-voltage networks with an isolated neutral point. The results of the analysis indicate that an earth fault in an isolated medium-voltage network, although often perceived as a relatively harmless fault, can represent the initial cause of serious and costly damage to key network elements. The work highlights the need to review existing operating practices, protection settings and automatic reclosing strategies in medium-voltage networks with an isolated neutral point, with the aim of reducing the risk of secondary failures and extending the service life of power transformers.

Key words: earth fault, neutral point grounding, medium-voltage network, transformer failure, isolated neutral point

1. UVOD

U srednjenaponskim elektrodistributivnim mrežama sa izolovanom neutralnom tačkom, jednofazni zemljospoj predstavlja najčešću vrstu kvara. Iako se ovakvi kvarovi često smatraju prolaznim i relativno bezopasnim, njihova pojava dovodi do značajnog porasta napona zdravih faza prema zemlji, kao i do pojave prenapona koji mogu imati kumulativno štetan uticaj na izolaciju mrežnih elemenata.
Posebno nepovoljne posljedice mogu nastati u kombinaciji sa automatskim ponovnim uključenjem voda, kada se izolacija dodatno izlaže električnim i mehaničkim naprezanjima. U takvim uslovima, energetski transformatori, kao jedni od najznačajnijih i najskupljih elemenata elektroenergetskog sistema, mogu biti izloženi ubrzanom starenju izolacije, kao i oštećenjima izazvanim strujama kratkog spoja koje nastaju kao posljedica poremećaja u mreži.
Iako su savremeni energetski transformatori projektovani u skladu sa važećim standardima, trend optimizacije konstrukcije u pogledu dimenzija, materijala i ekonomičnosti može dovesti do povećane osjetljivosti na ponavljana prenaponska i mehanička naprezanja karakteristična za vazdušne srednjenaponske mreže sa izolovanom neutralnom tačkom.
U radu je analiziran konkretan pogonski događaj u 10 kV mreži, u kojem je nakon prolaznog zemljospoja i automatskog ponovnog uključenja voda došlo do kvara energetskog transformatora. Analiza obuhvata uticaj prenapona na degradaciju izolacije, kao i mehanička oštećenja namotaja izazvana naknadnim kratkim spojem.
Cilj rada je da ukaže na potencijalno potcijenjen uticaj zemljospoja u izolovanim mrežama na pouzdanost energetskih transformatora, kao i na potrebu optimizacije pogonskih režima, zaštitnih funkcija i strategija automatskog ponovnog uključenja, u cilju smanjenja rizika od sekundarnih kvarova i produženja radnog vijeka opreme.

2. UZEMLJENJE NEUTRALNE TAČKE U SN MREŽAMA

2.1 Osnovni načini uzemljenja neutralne tačke

Način uzemljenja neutralne tačke jako utiče na vrijednosti struja i napona kod različitih kvarova prouzrokovanih ili praćenih kontaktom faznih provodnika sa zemljom ili uzemljenim djelovima. Mnogi faktori doprinose izboru načina uzemljenja zvjezdišta, a jedan od osnovnih je veličina kapacitivne struje. Razvoj velikog broja načina uzemljenja zvjezdišta rezultat je ustupaka između dva glavna i međusobno suprotna zahtjeva [2]:

- Smanjivanje amplitude struje zemljospoja, što može uzrokovati teškoće pri otkrivanju kvarova
- Dopuštanje većih amplitude struja zemljospoja, što olakšava detekciju zemljospoja, ali može uzrokovati opasne napone dodira, a u tom slučaju i povećan broj ispada.

Osnovni načini uzemljenja zvjezdišta SN mreža su:

- izolovano zvjezdište
- uzemljenje preko niskoomskog otpornika

- djelimična kompenzacija
- rezonantno uzemljenje (Petersenova prigušnica)

2.2 Izolovana neutralna tačka

U mrežama sa izolovanim neutralnom tačkom, zvjezdište je fizički odvojeno od zemlje. Jedini spoj sa zemljom ostvaruje se preko dozemnih kapaciteta vazdušnih vodova i kablova [1, 2]. Pri nastanku zemljospoja struje teku preko dozemnih kapaciteta zdravih faza. Struja na mjestu kvara dominantno zavisi od kapacitivne struje mreže i od prelaznog otpora na mjestu kvara. Pri malim vrijednostima prelaznog otpora napon zvjezdišta približno je jednak faznom naponu. Faktor prenapona u zdravim fazama u stacionarnom dijelu kvara uz neki mali prelazni otpor može iznositi do 1,9. U tranzijentnom dijelu kvara faktor prenapona može imati znatno više vrijednosti u slučaju intermitentnog zemljospoja [1, 2].
Prednosti mreža sa izolovanim zvjezdištem:

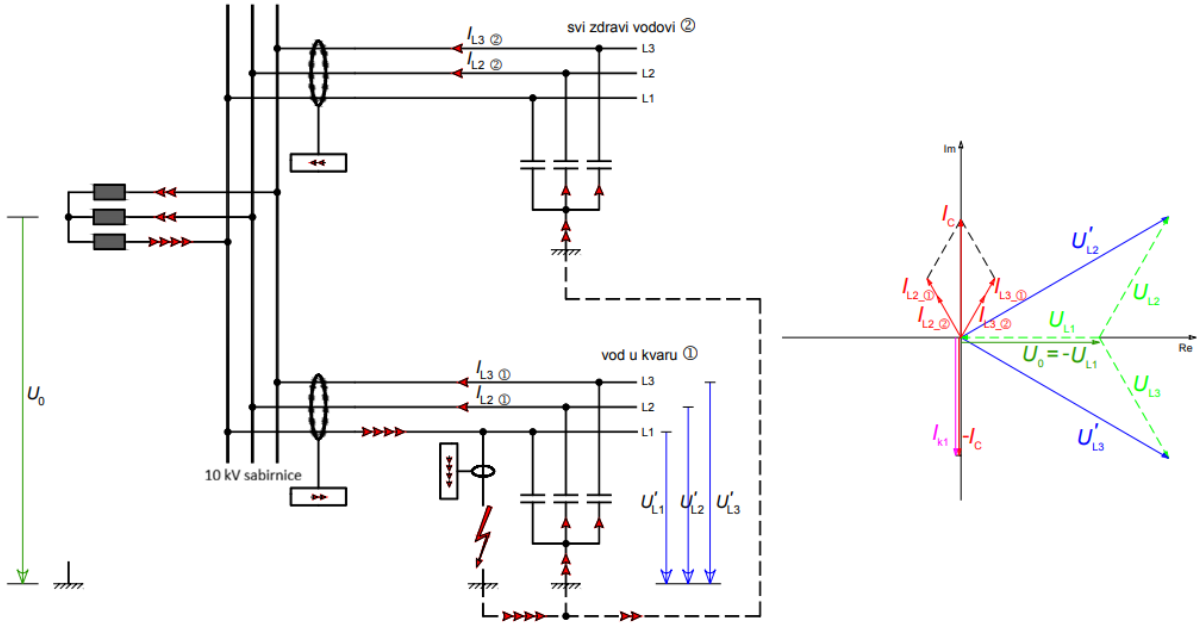
- Prilikom zemljospoja, koji statistički predstavlja najčešći kvar, u slučaju relativno male kapacitivne struje dolazi do samogašenja kvara ako je riječ o prolaznom kvaru, odnosno vod u kvaru se u tom slučaju ne isključuje te se time pozitivno utiče na kvalitet snabdijevanja električnom energijom
- Zbog relativno male struje zemljospoja uslovi za izvedbu uzemljivača TS 10/0.4 kV načelno nisu problematični
- Jednostavnost i ekonomičnost izvedbe;

Nedostaci mreža sa izolovanim zvjezdištem:

- U mrežama sa izolovanim zvjezdištem moguća je pojava intermitentnih prenapona, s relativno visokim faktorom prenapona, koji mogu uzrokovati dvostruki zemljospoj u drugim djelovima mreže
- Unutrašnji prenaponi viši su nego u uzemljenim mrežama
- Otežana je detekcija kvarova u odnosu na uzemljene mreže
- Kod većih kapacitivnih struja ne dolazi do samogašenja struja prolaznih zemljospojeva.

3. ZEMLJOSPOJ U IZOLOVANOJ MREŽI

U srednjenaponskim mrežama sa izolovanom neutralnom tačkom, jednofazni zemljospoj predstavlja najčešći tip kvara. Za razliku od mreža sa direktno uzemljenom ili neutralnom tačkom uzemljenom preko otpornika, u ovim sistemima struja zemljospoja je relativno mala i dominantno kapacitivnog karaktera, jer se zatvara preko dozemnih kapaciteta zdravih faza.
Pri pojavi zemljospoja dolazi do pomjeranja potencijala neutralne tačke, usljed čega naponi zdravih faza prema zemlji rastu i mogu dostići vrijednost približno jednaku međufaznom naponu, odnosno do √3 puta veću od nazivnog faznog napona [1]. Strujno-naponske prilike pri zemljospoju u mreži sa izolovanom neutralnom tačkom, kao i vektorski dijagram struja i napona prikazani su na slici 1.
Ova pojava predstavlja značajno opterećenje za izolaciju mrežnih elemenata, naročito u slučajevima kada zemljospoj traje duže ili se ponavlja.



Slika 1 – Strujno-naponske prilike pri zemljospoju u mreži sa izolovanim zvjezdištem [2]

Poseban problem u mrežama sa izolovanom neutralnom tačkom predstavljaju intermitentni zemljospojevi, kod kojih dolazi do povremenog gašenja i ponovnog paljenja luka na mjestu kvara. Ovakvi procesi prate brze promjene napona i pojave tranzijentnih prenapona koji mogu višestruko premašiti stacionarne vrijednosti [2]. U kombinaciji sa automatskim ponovnim uključenjem (APU), izolacija opreme može biti izložena ponovljenim naponskim i strujnim naprezanjima.
Iako izolovana mreža omogućava nastavak pogona pri pojavi prolaznog zemljospoja, što predstavlja značajnu prednost sa aspekta kontinuiteta napajanja, ovakav režim rada može imati negativne posljedice po dugoročnu pouzdanost opreme. Posebno su ugroženi elementi sa složenom izolacionom strukturom, kao što su energetski transformatori, kod kojih kumulativni efekti prenapona i strujnih naprezanja mogu dovesti do ubrzanog starenja izolacije i pojave kvarova.
Zbog navedenog, zemljospoj u izolovanoj mreži ne može se uvijek posmatrati kao bezazlen poremećaj, već kao potencijalni inicijalni uzrok složenijih i težih kvarova u elektroenergetskom sistemu.

4. ANALIZA KONKRETNOG POGONSKOG DOGAĐAJA

Predmet analize su pogonski događaji koji su se dogodili u TS 35/10kV Velje Brdo i u 10 kV mreži, a koji su prethodili kvaru energetskog transformatora T1 (2.5MVA).

4.1 Osnovne karakteristike mreže i postrojenja

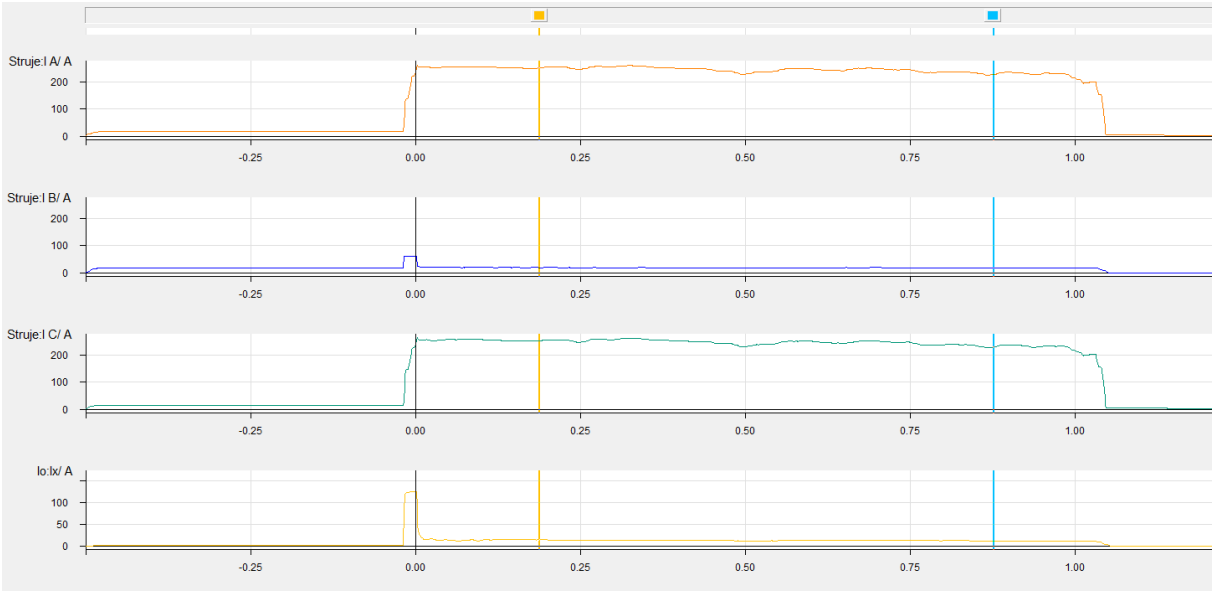
Predmetna TS 35/10 kV je relativno novijeg datuma izgradnje, u kojoj na svim 35kV i 10kV izvodnim i trafo ćelijama postoje mikroprocesorski zaštitno-upravljački uređaji, koji omogućavaju da se svaki pogonski događaj bilježi i čuva u memoriji ovih uređaja. Predmetni transformator je novije proizvodnje, a proizveden je 2020. godine. Ova trafostanica se sastoji od dva energetska transformatora istih karakteristika, svaki snage 2.5 MVA, a iz iste se napaja dominantno vazdušna 10 kV mreža. Predmetna trafostanica je specifična s obzirom da ima tri dalekovoda koji generišu male vrijednosti kapacitivnih struja. Ukupna dužina mreže iznosi oko 24.5 km, od čega je vazdušnih vodova 21.5 km, a kablovskih dionica 3 km. Vod na kojem se desio kvar je dužine cca 17 km, dominantno vazdušni, na kome se procentualno dešava najviše kvarova.

4.2 Hronologija događaja

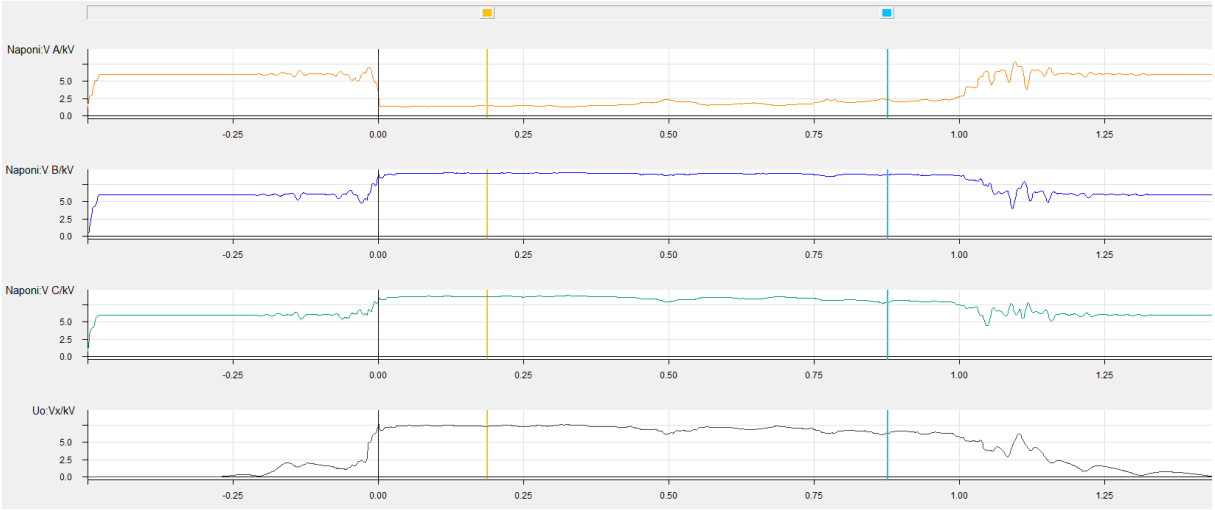
Dana 22.11.2025. godine, u 10:06 h došlo je do ispada iz pogona 10 kV izvoda Piperi pod signalizacijom usmjerena zemljospojna zaštita ($\overrightarrow{Io}$>), što je uzrokovalo reagovanje funkcije APU-a i uspješnog uključenja predmetnog izvoda. Nakon približno četiri minuta, tačnije u 10:10h dolazi do ponovnog ispada iz pogona ovog 10kV izvoda ali u ovom slučaju uslijed reagovanja kratkospojne zaštite (I>>>). U isto vrijeme dolazi do isključenja 35kV i 10kV prekidača transformatora T1 uslijed reagovanja prekostrujne zaštite.
Analiza predmetnog događaja zasnovana je na oscilografskim snimcima kvara i listama događaja sa releja na 10 kV izvodu Piperi, kao i sa releja na 35 kV strani transformatora T1, na osnovu kojih je izvršena detaljna analiza inicijalnog poremećaja.

4.3 Analiza zemljospoja

Sa slika 2 i 3 se može vidjeti da se u jednom trenutku na 10kV izvodu desio zemljospoj u prvoj fazi (povišeni naponi u druge dvije faze). Sa datih slika se takođe vidi da je kvar otklonjen u roku od približno 1100ms, što odgovara podešenju vremenskog zatezanja usmjerene zemljospojne zaštite od 1000ms na koje se dodaje vrijeme potrebno za izvršenje komande isključenja. Sa slike 2 se da primjetiti da su struje prilikom poremećaja u prvoj i trećoj fazi znatno povišene u odnosu na srednju fazu (preko 200 A) što nije svojstveno prirodi jednofaznog zemljospoja u izolovanoj mreži. Ovakve vrijednosti struja ne odgovaraju klasičnom jednofaznom zemljospoju u izolovanoj mreži, iako povišeni naponi u fazama B i C na vrijednosti međufaznog napona ukazuju na isti. Ovakve strujne i naponske prilike ukazuju na kompleksniji nesimetričan kvar, najvjerovatnije prelazni međufazni kvar, odnosno međusobni spoj faza A i C, praćen zemljospojem faze A.



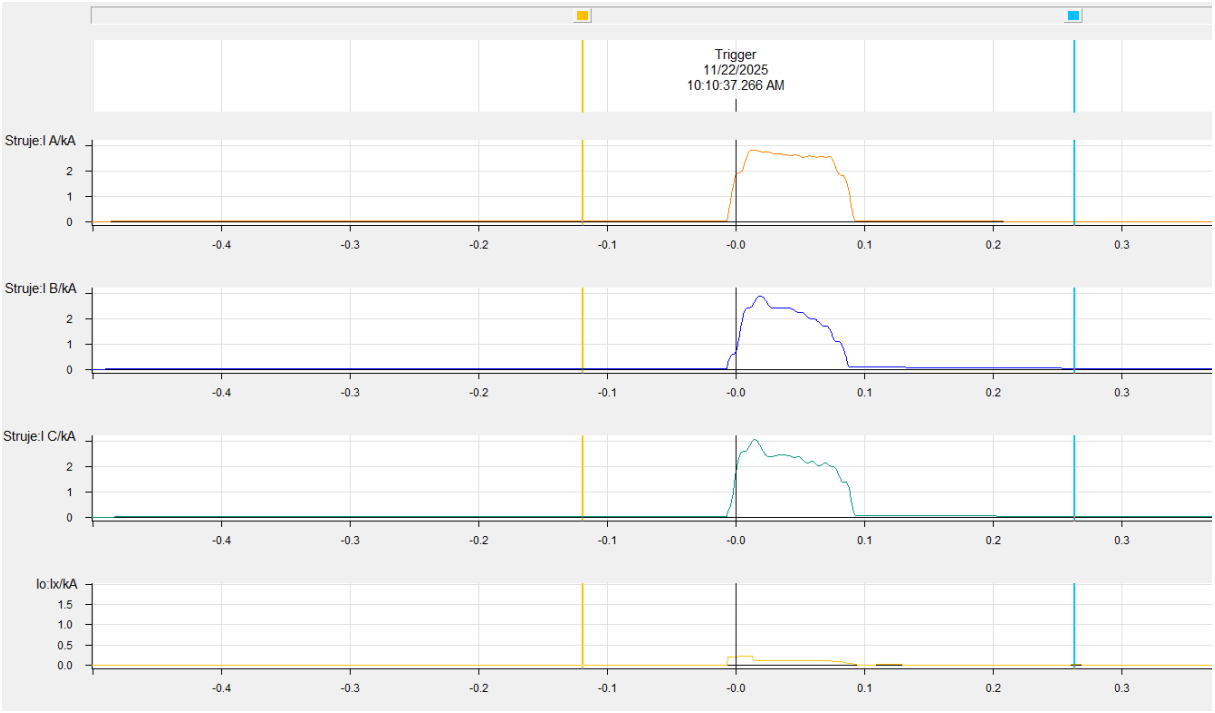
Slika 2 - Struje prilikom reagovanja usmjerene zemljospojne zaštite na 10kV izvodu Piperi



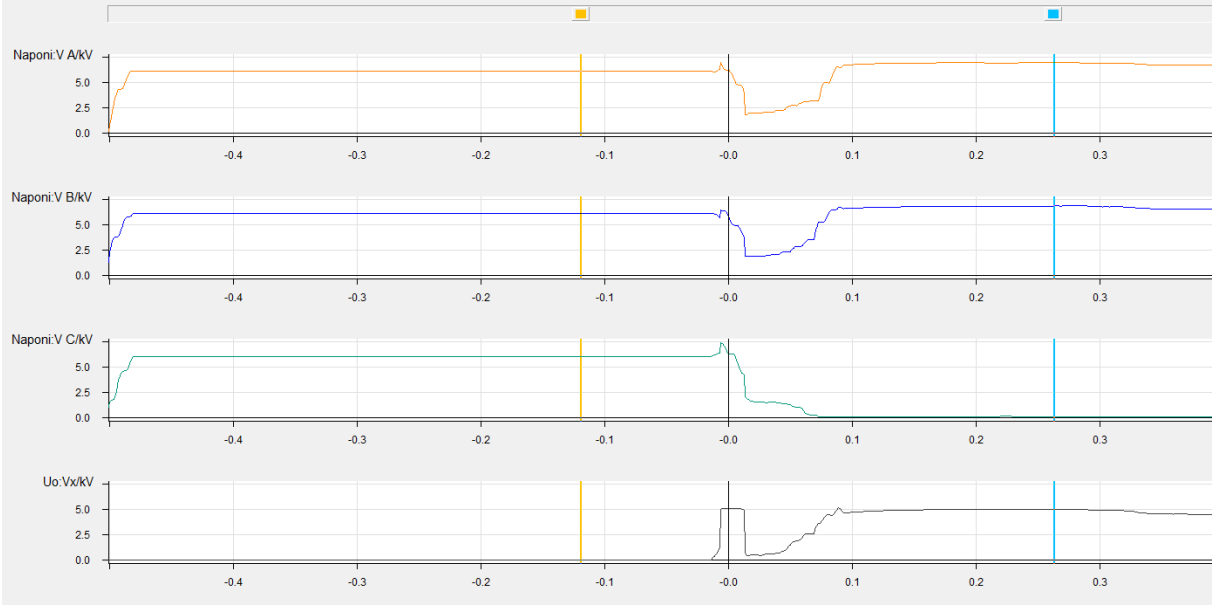
Slika 3 - Naponi prilikom reagovanja usmjerene zemljospojne zaštite na 10kV izvodu Piperi

4.4 Analiza kratkog spoja

Nakon uspješne probe dalekovoda 10kV Piperi, reagovanjem kratkospojne zaštite isti je isključen u 10:10h. Strujne i naponske prilike tokom ovog poremećaja prikazane su na slikama 4 i 5. Prilikom kratkog spoja na 10kV izvodu Piperi došlo je do ispada iz pogona i transformatora T1 uslijed reagovanja prekostrujne zaštite na 35 kV strani. Sa slike 4 može se zaključiti da se na 10kV izvodu desio tropolni kratki spoj sa strujama reda 2,5 kA u sve tri faze, što potvrđuje i slika 5 gdje se vidi da je došlo do pada napona u sve tri faze. Sa datih slika se takođe vidi da je kvar otklonjen u roku od približno 100 ms, što odgovara podešenju vremenskog zatezanja kratkospojne zaštite od 30 ms na koje se dodaje vrijeme potrebno za izvršenje komande isključenja.
Sa slike 5 se može primjetiti da i nakon isključenja prekidača 10kV izvoda Piperi postoji poremećaj u mreži, odnosno nesimetrija napona. Konkretno, naponske prilike su bile takve da su fazni naponi u prvoj i drugoj fazi bili povišeni u odnosu na treću, kao i da je došlo do pojave nulte komponente napona. Pojava nulte komponente napona ukazuje na postojanje zemljospoja u 10kV mreži koja radi u režimu izolovane neutralne tačke, u ovom slučaju u trećoj fazi, što potvrđuju naponi u prvoj i drugoj fazi koji su povišeni na vrijednost međufaznog napona. Registrovana nesimetrija napona i prisustvo nulte komponente napona i nakon isključenja 10 kV izvoda ukazuju na to da poremećaj nije u potpunosti eliminisan. Imajući u vidu da je predmetni izvod već bio isključen iz pogona, ovakve naponske prilike upućuju na to da izvor poremećaja više nije u mreži, već da dolazi do njegovog daljeg razvoja unutar napajanog postrojenja.



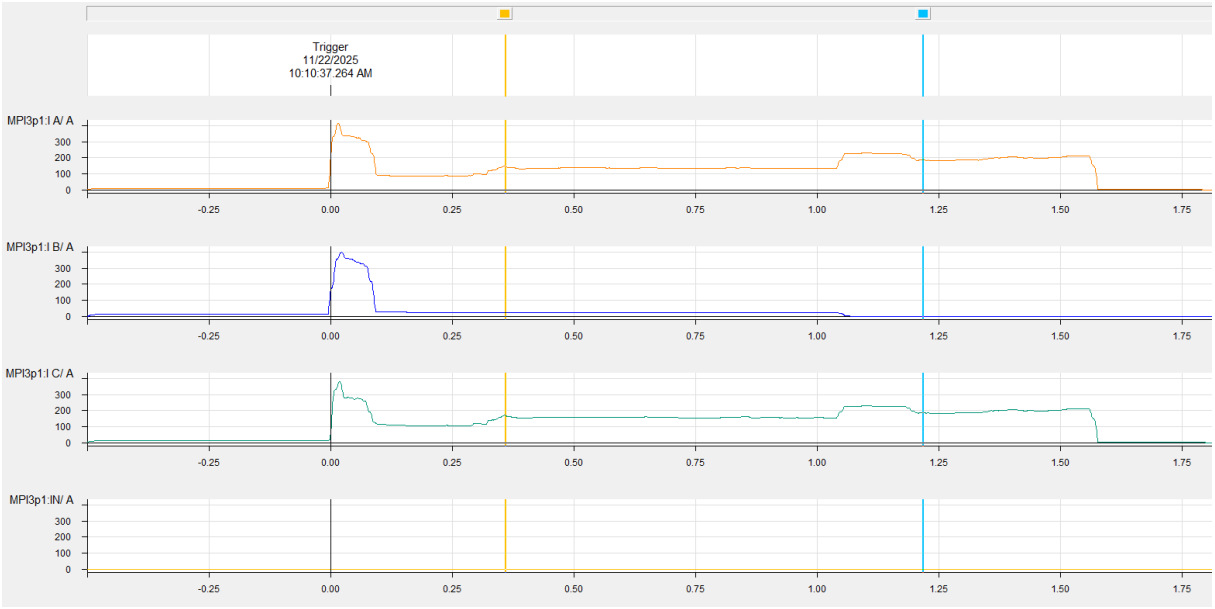
Slika 4 - Struje prilikom kratkog spoja na 10kV izvodu Piperi



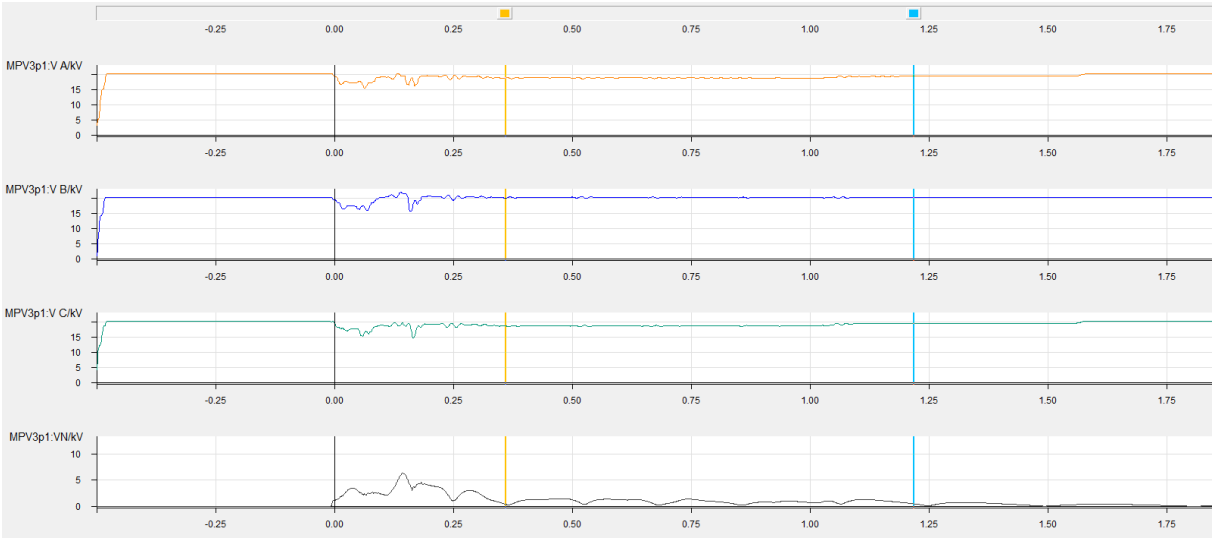
Slika 5 - Naponi prilikom kratkog spoja na 10kV izvodu Piperi

4.5 Ponašanje sistema nakon otklanjanja kvara

Slike 6 i 7 prikazuje oscilografski snimak kvara prilikom reagovanja zaštite na 35kV strani transformatora T1. Upoređujući ovaj snimak kvara sa snimkom kvara 10kV izvoda Piperi može se zaključiti da se vremena pobuda zaštite, kao i vremena otklanjanja kvara poklapaju. Slika 6 pokazuje kako je nakon 100 ms otklonjen kvar na 10kV izvodu Piperi, ali da su i nakon toga ostale povišene vrijednosti struje u prvoj i trećoj fazi. Pošto su ove vrijednosti struja bile preko 100A nakon isteka podešenog vremena prekostrujne zaštite došlo je do isključenja 35kV prekidača transformatora. Prekostrujna zaštita koja je isključila transformator je prekostrujna zaštita sa strujno zavisnom karakteristikom (IEC Normal Inverse) reagovanja sa podešenjem 45A, T=0.5. Po inverznoj karakteristici djelovanja, prema formuli, za struju od 120 A ova zaštita reaguje za otprilike 1.6 s.
Uzimajući u obzir da je kvar na 10 kV izvodu otklonjen, a da su i dalje prisutne povišene struje i nesimetrija napona, može se zaključiti da izvor poremećaja više nije u mreži. Ovakve strujno-naponske prilike ukazuju na postojanje unutrašnjeg poremećaja, najvjerovatnije u samom transformatoru, što je kasnije potvrđeno njegovim ispadom iz pogona i rezultatima ispitivanja.



Slika 6 - Struje prilikom ispada transformatora T1 iz pogona



Slika 7 - Naponi prilikom ispada transformatora T1 iz pogona

4.6 Uticaj poremećaja na transformator

Analizirani pogonski događaji ukazuju da je energetski transformator bio izložen kombinovanom djelovanju električnih i mehaničkih naprezanja, koja su u konačnici dovela do oštećenja njegove izolacije. Ova naprezanja su rezultat uzastopnih poremećaja u mreži, uključujući zemljospoj, APU i kratak spoj.
Tokom trajanja zemljospoja u mreži sa izolovanom neutralnom tačkom dolazi do porasta napona zdravih faza prema zemlji, čime se izolacija transformatora izlaže povišenim naponima u odnosu na nominalne vrijednosti. U slučaju intermitentnih pojava luka, moguće su i kratkotrajne pojave prenapona viših od stacionarnih vrijednosti, što dodatno opterećuje izolacioni sistem transformatora. Iako pojedinačni događaji ovog tipa ne moraju dovesti do trenutnog kvara, njihovo ponavljanje može uzrokovati kumulativnu degradaciju izolacije. Primjena automatskog ponovnog uključenja dodatno pogoršava uslove rada transformatora, jer dolazi do ponovnog izlaganja izolacije naglim promjenama napona i struje u kratkom vremenskom intervalu. Ukoliko kvar nije u potpunosti eliminisan, ponovno uključenje može dovesti do prelaska u teži oblik kvara, što je u analiziranom slučaju rezultiralo pojavom tropolnog kratkog spoja.
Pojava kratkog spoja izaziva nagli porast struja kroz namotaje transformatora, pri čemu nastaju značajne elektrodinamičke sile koje djeluju na provodnike i konstrukciju namotaja. Ove sile mogu uzrokovati mehaničke deformacije, pomjeranje namotaja i oštećenje izolacionih razmaka, čime se stvaraju uslovi za nastanak unutrašnjih kvarova. U kombinaciji sa prethodno oslabljenom izolacijom usljed prenapona, ovakva mehanička naprezanja značajno povećavaju vjerovatnoću proboja izolacije.

Dodatno, registrovana nesimetrija napona i prisustvo nulte komponente napona i nakon isključenja izvoda ukazuju na to da poremećaj nije eliminisan isključenjem voda. S obzirom na to da je predmetni izvod već bio van pogona, ovakve naponske prilike jasno upućuju na to da je došlo do razvoja kvara unutar samog transformatora. Produženo djelovanje ovakvog poremećaja predstavlja kritičan faktor koji može dovesti do konačnog oštećenja izolacije.
Na osnovu svega navedenog može se zaključiti da kvar transformatora nije posljedica jednog izolovanog događaja, već rezultat kumulativnog djelovanja više uzastopnih poremećaja, pri čemu svaki od njih doprinosi dodatnom opterećenju izolacionog i mehaničkog sistema transformatora.
Ekipa službe za ispitivanje CEDIS-a je, nakon ispada iz pogona transformatora, a zbog sumnje na ispravnost istog, upućena na lice mjesta radi ispitivanja samog transformatora. Nakon naponskih ispitivanja utvrđeno je da je došlo do proboja izolacije namotaja nižeg napona prema masi u fazi C.

5. KVAR TRANSFORMATORA I DEFEKTAŽA

Predmetni transformator je, nakon utvrđivanja da nije u ispravnom pogonskom stanju, u dogovoru sa proizvođačem dopremljen na defektažu u fabriku proizvođača. Prilikom defektaže transformatora izvršena su električna mjerenja, ispitana dielektrična probojnost uzorka ulja te izvađen aktivni dio transformatora.

Slika 8 – Aktivni dio transformatora prilikom defektaže, faze C i B

Na transformatoru su izvršena sledeća ispitivanja:

- Mjerenje otpora izolovanosti namotaja
- Uzimanje uzorka ulja za GH analizu i ispitivanje dielektrične čvrstoće
- Mjerenje odnosa transformacije
- Mjerenje otpora namotaja

Izvršen je i vizuelni pregled transformatora prilikom kojeg je uočeno da nema vidljivih oštećenja, niti curenja ulja, a da u Buholc releju postoje gasovi.
Nakon prethodno provedenih ispitivanja, aktivni dio transformatora je izvađen i izvršena je vizuelni pregled istog. U izvještaju sa defektaže konstatovano je sledeće:

- Neispravan regulator napona, polomljen
- Namotaj VN: dejstvom prenapona došlo je do oštećenja namotaja na fazama „b i c“, polomljeni su svi podmetači, faza „a“ rastresena
- Namotaj NN: dejstvom prenapona došlo je do oštećenja namotaja na fazama „B i C“, polomljeni su svi podmetači, faza „A“ rastresena

Rezultati defektaže potvrđuju zaključke izvedene analizom pogonskog događaja, prema kojima je došlo do kombinovanog djelovanja prenapona i elektrodinamičkih sila na izolacioni sistem transformatora. Na slici 8 prikazan je aktivni dio transformatora gdje se vide faze B i C. Uočena oštećenja namotaja na fazama B i C dodatno potvrđuju da je inicijalni zemljospoj u fazi A doveo do porasta napona u zdravim fazama, čime je izolacija ovih namotaja bila izložena povećanim naprezanjima, što je u konačnici rezultiralo njihovim oštećenjem.

6. DISKUSIJA

Analizirani pogonski događaj ukazuje na međusobnu zavisnost režima rada srednjenaponske mreže, karakteristika kvara i pouzdanosti energetskih transformatora. Specifične strujne i naponske prilike ukazuju da se nije radilo o klasičnom jednofaznom zemljospoju, već o složenijem kvaru sa elementima međufaznog spoja.
Dodatni faktor koji je uticao na razvoj kvara jeste primjena automatskog ponovnog uključenja. Iako APU ima značajnu ulogu u poboljšanju kontinuiteta napajanja, u uslovima kada kvar nije u potpunosti eliminisan, ponovno uključenje može dovesti do pogoršanja stanja izolacije i prelaska u teži oblik kvara, kao što je u ovom slučaju tropolni kratki spoj.
Posebno je značajan uticaj ovakvih poremećaja na energetski transformator, kod kojeg kombinovano djelovanje prenapona i strujnih naprezanja može dovesti do oštećenja izolacije i mehaničkih deformacija namotaja. Ovi efekti su naročito izraženi kod savremenih transformatora, kod kojih je konstrukcija često optimizovana u cilju smanjenja gabarita i troškova, što može smanjiti otpornost na ekstremna pogonska naprezanja.
Rezultati analize ukazuju na potrebu pažljivijeg podešenja zaštitnih funkcija, posebno u dijelu vremenskih zatezanja i kriterijuma za automatsko ponovno uključenje, kao i na značaj analize oscilografskih zapisa za unapređenje pogonske prakse.
Ovakvi događaji ukazuju da postojeći pristup tretiranja zemljospoja kao dozvoljenog pogonskog stanja u izolovanim mrežama treba sagledati i sa aspekta dugoročnog uticaja na ključnu opremu.

7. ZAKLJUČAK

U radu je analiziran konkretan pogonski događaj u 10 kV mreži sa izolovanom neutralnom tačkom, u kojem je nakon inicijalnog zemljospoja i djelovanja automatskog ponovnog uključenja došlo do razvoja složenijeg kvara i konačnog oštećenja energetskog transformatora.
Rezultati defektaže transformatora dodatno potvrđuju izvedene zaključke, budući da su oštećenja namotaja na fazama B i C direktna posljedica porasta napona u zdravim fazama usljed inicijalnog zemljospoja u fazi A.
Analiza registrovanih strujnih i naponskih prilika pokazala je da inicijalni kvar nije imao karakter klasičnog jednofaznog zemljospoja, već da je uključivao i elemente međufaznog spoja, što je dovelo do povećanih električnih naprezanja. Naknadni razvoj kvara u tropolni kratki spoj izazvao je dodatna mehanička opterećenja na transformatoru, što je, u kombinaciji sa prethodnim djelovanjem prenapona, rezultiralo probojem izolacije.
Rezultati rada potvrđuju da zemljospoj u mrežama sa izolovanom neutralnom tačkom, iako često posmatran kao bezopasan poremećaj, može predstavljati inicijalni uzrok ozbiljnih i skupih oštećenja. Posebno je naglašen značaj uticaja ponovljenih prenapona i djelovanja automatskog ponovnog uključenja na dugoročnu pouzdanost energetskih transformatora.
Na osnovu sprovedene analize može se zaključiti da je neophodno preispitati postojeće pogonske prakse, posebno u dijelu podešenja zaštitnih funkcija i strategije automatskog ponovnog uključenja u srednjenaponskim mrežama sa izolovanom neutralnom tačkom. Cilj ovih mjera je smanjenje rizika od sekundarnih kvarova i produženje radnog vijeka ključnih elemenata elektroenergetskog sistema.

LITERATURA

[1] Nahman J, 1980, “Uzemljenje neutralne tačke distributivnih mreža”, “Naučna knjiga”
[2] Ćućić R, Komnen V, Živić Đurović, 2008, “Koncept uzemljenja zvjezdišta razdjelnih mreža”, “Engineering Rewiew”

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R3-07

SPOSOBNOST OIE ZA PROLAZAK KROZ KVAR U AKTIVNOJ MREŽI

FAULT RIDE-THROUGH CAPABILITY OF RENEWABLE ENERGY SOURCES IN ACTIVE NETWORKS

Zdravko MATIŠIĆ, HEP ODS, Hrvatska*
Damir PIRIĆ, HEP ODS, Hrvatska

KRATAK SADRŽAJ

Ovaj rad istražuje izazove zaštite u aktivnim distribucijskim mrežama, koje zbog integracije distribuiranih izvora, spremnika energije i dinamičkih promjena topologije zahtijevaju implementaciju inteligentnih i adaptivnih zaštitnih uređaja. Poseban fokus stavljen je na primjenu Uredbe (EU) 2016/631 (RfG), s naglaskom na Fault Ride-Through (FRT) sposobnost. FRT podrazumijeva sposobnost proizvodnih jedinica da ostanu priključene na mrežu tijekom dubokih padova napona, uz definirane granice naponsko-vremenskih karakteristika te aktivno sudjelovanje u stabilizaciji mreže putem regulacije jalove i djelatne snage. FRT je definiran kao ključni mehanizam za očuvanje stabilnosti sustava koji osigurava da proizvodne jedinice ostanu sinkronizirane s mrežom tijekom kratkotrajnih poremećaja (od 150 do 250 ms), čime se sprječavaju kaskadna isključenja i potencijalni kolaps sustava. Rad dodatno analizira ulogu digitalizacije, naprednih algoritama i komunikacijskih tehnologija u razvoju novih zaštitnih koncepata. Zaključno se razmatra nužnost usklađivanja tehničkih standarda s regulatornim zahtjevima kako bi se omogućio siguran razvoj elektroenergetskog sustava s visokim udjelom obnovljivih izvora energije.

Ključne reči: aktivne distribucijske mreže, zaštitni uređaji, RfG uredba, Fault Ride-Through (FRT), stabilnostsustava

ABSTRACT

This paper investigates protection challenges in active distribution networks which, due to the integration of distributed generation, energy storage systems, and dynamic topology changes, require the implementation of intelligent and adaptive protection devices. Special emphasis is placed on the application of Regulation (EU) 2016/631 (RfG), with particular focus on Fault Ride-Through (FRT) capability. FRT refers to the ability of generating units to remain connected to the grid during deep voltage dips, within defined voltage–time characteristics, while actively contributing to system stability through reactive and active power control. FRT is defined as a key mechanism for preserving system stability by ensuring that generating units remain synchronized with the grid during short-term disturbances (ranging from 150 to 250 ms), thereby preventing cascading disconnections and potential system collapse. Furthermore, the paper analyzes the role of digitalization, advanced algorithms, and communication technologies in the development of new protection concepts. Finally, the necessity of harmonizing technical standards with regulatory requirements is discussed to enable the secure development of power systems with a high share of renewable energy sources.

Keywords: active distribution networks, protection devices, RfG regulation, Fault Ride-Through (FRT), system stability

UVOD

Elektroenergetska mreža predstavlja osnovu modernog društva, osiguravajući neprekidnu opskrbu električnom energijom koja je ključna za svakodnevni život i ekonomski razvoj. Tradicionalni koncept elektroenergetskog sustava, koji je desetljećima počivao na strogoj hijerarhiji centralizirane proizvodnje u velikim rotacijskim elektranama i jednosmjernom prijenosu energije prema pasivnim distribucijskim mrežama, proživljava

* Zdravko Matišić zdravko.matisic@hep.hr; Damir Pirić damir.piric@hep.hr

najradikalniju transformaciju od svog nastanka. Ključni pokretač ove promjene je globalni imperativ dekarbonizacije i energetske tranzicije, usmjeren na suzbijanje klimatskih promjena kroz masovnu integraciju obnovljivih izvora energije izravno u distribucijske razine sustava. Ovakav razvoj događaja rezultirao je evolucijom pasivnih mreža u aktivne distribucijske mreže koje karakteriziraju dvosmjerni tokovi snage, varijabilnost proizvodnje i, što je najvažnije, promjena inherentne dinamike sustava. Dok su klasični sustavi primarno ovisili o rotacijskoj inerciji masivnih sinkronih generatora koji su prirodno prigušivali promjene frekvencije i podržavali napon tijekom poremećaja, moderni sustavi sve više ovise o izvorima utemeljenim na inverterskim sučeljima. Takvi izvori, iako tehnološki napredni, posjeduju malu ili nikakvu inerciju, što sustav čini znatno osjetljivijim na kratkotrajne kvarove i propade napona. U tom kontekstu, zaštita distribucijskih mreža više se ne može promatrati kao izolirani mehanizam za iskopčanje kvarova, već kao integralni dio strategije očuvanja stabilnosti cijelog interkonekcijskog sustava. Problem postaje posebno izražen u trenucima dubokih padova napona, kada neselektivno isključenje na tisuće malih proizvodnih jedinica može uzrokovati trenutačni gubitak značajne količine generacije. Takav scenarij stvara opasnu neravnotežu između proizvodnje i potrošnje, što može pokrenuti kaskadne prorade zaštite na prijenosnoj razini i, u najgorem slučaju, dovesti do potpunog raspada elektroenergetskog sustava. Upravo zbog navedenih rizika, sposobnost Fault Ride-Through (FRT) postaje temeljni tehnički zahtjev koji osigurava da proizvodne jedinice ostanu sinkronizirane s mrežom čak i tijekom ekstremnih naponskih poremećaja. Ovaj rad analizira složenu međuovisnost između modernih zaštitnih uređaja i regulatornih zahtjeva, istražujući kako inteligentni algoritmi i adaptivno upravljanje omogućuju siguran i pouzdan rad mreže s visokim udjelom distribuirane proizvodnje, uz istovremeno ispunjavanje strogih kriterija europskih mrežnih pravila.

1 . REGULATORNI OKVIR I OBVEZNI TEHNIČKI ZAHTJEVI UREDBE

Uvođenje Uredbe Komisije (EU) 2016/631, poznatije pod nazivom Requirements for Generators (RfG), označilo je prekretnicu u upravljanju europskim elektroenergetskim sustavom. Glavni cilj ove uredbe je uspostavljanje harmoniziranih pravila za priključak proizvodnih modula na mrežu kako bi se osigurala prekogranična stabilnost i interoperabilnost u uvjetima visoke penetracije obnovljivih izvora. RfG napušta zastarjeli koncept u kojem su distribuirani izvori bili "pasivni promatrači" koji se isključuju kod prve smetnje, te uvodi strogu kategorizaciju modula (Tip A, B, C i D) temeljenu na njihovoj maksimalnoj snazi i naponskoj razini priključka. Ovakva stratifikacija omogućuje operatorima sustava da od većih jedinica zahtijevaju kompleksnije usluge stabilizacije, dok se za najmanje jedinice (poput kućnih fotonaponskih sustava) propisuju samo osnovni parametri robusnosti.

Jedan od temeljnih obveznih zahtjeva koji se postavlja pred sve kategorije, uključujući i najmanje jedinice Tipa A, jest sposobnost održavanja frekvencijske stabilnosti putem modova LFSM-O (Limited Frequency Sensitive Mode - Overfrequency) i LFSM-U (Underfrequency). U praksi to znači da svaki distribuirani izvor mora posjedovati inteligentni sustav upravljanja koji će automatski smanjiti radnu snagu ako frekvencija sustava prijeđe kritične pragove (obično iznad 50,2 Hz), ili je povećati u slučaju pada frekvencije kod većih modula. Ovim se mehanizmom sprječava naglo ubrzanje frekvencije koje bi moglo nastati uslijed gubitka velikih potrošača ili kvara u prijenosnoj mreži, čime distribuirana proizvodnja izravno preuzima ulogu koju su nekada imali isključivo veliki sinkroni generatori.

Nadalje, Uredba RfG nameće stroge zahtjeve u pogledu upravljanja jalovom snagom i regulacijom napona. Distribuirani izvori više ne smiju raditi isključivo s jediničnim faktorom snage; oni moraju biti sposobni ubrizgavati ili apsorbirati jalovu snagu prema precizno definiranim P-Q profilima koje propisuje lokalni operator distribucijskog sustava (ODS). Ova sposobnost je ključna za rješavanje problema "podizanja napona" u ruralnim mrežama s velikim brojem fotonaponskih elektrana. Umjesto skupih ulaganja u zamjenu transformatora ili povećanje presjeka vodiča, RfG koristi elektroničku „inteligenciju“ invertera kako bi se napon lokalno održao unutar zakonskih granica od ±10% nazivne vrijednosti.

Ipak, najznačajniji i tehnički najzahtjevniji dio Uredbe odnosi se na Fault Ride-Through (FRT) sposobnost, koja postaje obvezna za sve jedinice Tipa B i veće. Ovaj zahtjev izravno zabranjuje neselektivno isključivanje jedinica tijekom prolaznih kvarova u mreži. Proizvodni moduli moraju posjedovati robusnost koja im omogućuje da ostanu sinkronizirani s mrežom čak i u slučajevima kada napon na sabirnicama padne na nulu u trajanju od nekoliko desetaka do stotina milisekundi. Uz samo "preživljavanje" kvara, RfG zahtijeva i brzu uspostavu djelatne snage nakon otklanjanja smetnje te ubrizgavanje dodatne jalove struje tijekom samog trajanja kvara kako bi se podržao napon i omogućilo ispravno djelovanje zaštitnih releja. Ovakvim pristupom, Uredba osigurava da distribuirana proizvodnja postane stup stabilnosti, a ne uzrok kolapsa modernog elektroenergetskog sustava.

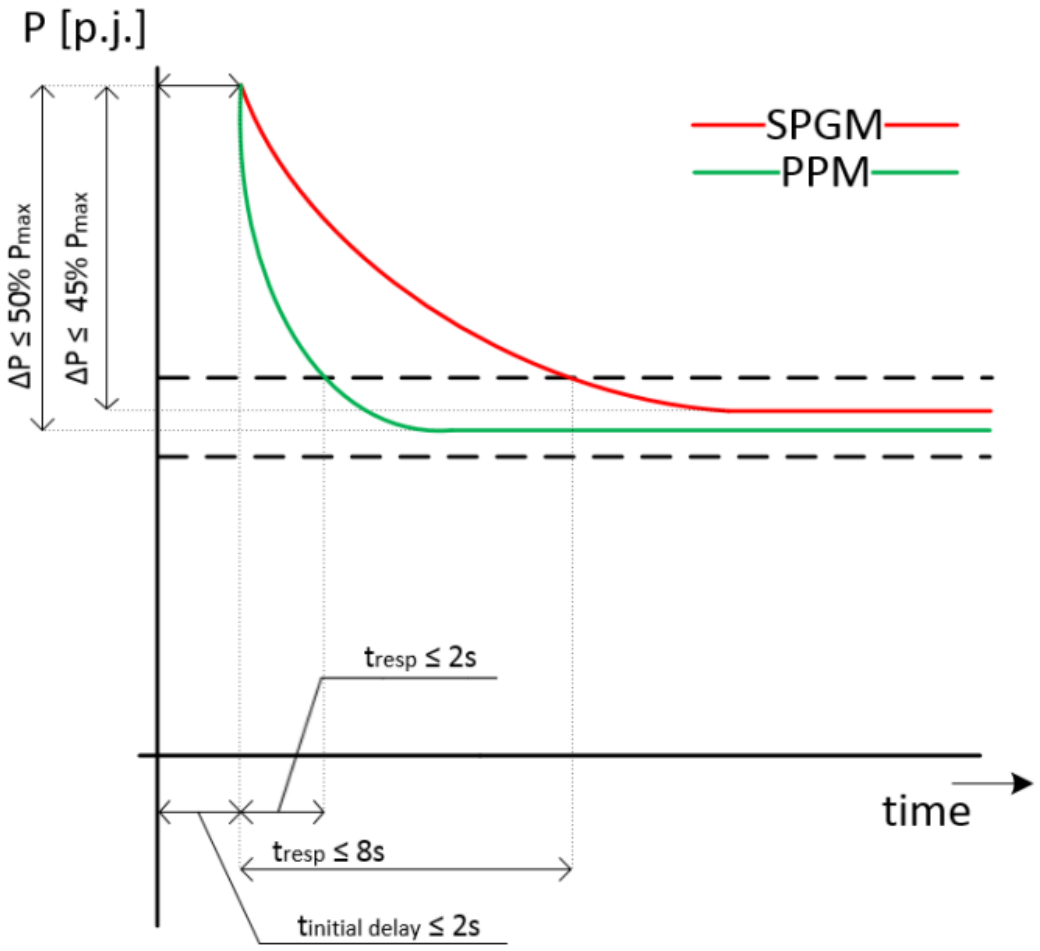
1.1 Kategorizacija proizvodnih modula (A, B, C i D)

Uredba uvodi sustavnu kategorizaciju temeljenu na snazi praga i naponskoj razini točke priključenja. Ova podjela je nužna jer utjecaj postrojenja od 10 kW na stabilnost sustava nije isti kao utjecaj vjetroparka od 50 MW. Kategorija Tip A obuhvaća mikro-izvore (iznad 800 W do praga koji određuje nacionalni regulator, do obično 499 kW), od kojih se zahtijeva osnovna frekvencijska stabilnost. Tip B (do 5 MW) predstavlja kralježnicu distribuirane proizvodnje i za njega su zahtjevi znatno stroži, uključujući obveznu sposobnost Fault Ride-Through (FRT) i mogućnost daljinske kontrole. Tip C (do 10 MW) i Tip D (iznad 10 MW ili priključak na visoki napon) smatraju se sistemski važnim jedinicama koje moraju pružati napredne usluge poput regulacije napona, dinamičke podrške mreži i, u nekim slučajevima, sposobnosti "crnog starta". Ovakva stratifikacija omogućuje postupno uvođenje odgovornosti proizvođača sukladno njihovom utjecaju na ukupnu stabilnost europske interkonekcije.

1.2 Sposobnost održavanja frekvencije (LFSM-O i LFSM-U)

Sposobnost održavanja frekvencije unutar strogo definiranih granica (oko 50 Hz) ključna je za sprječavanje raspada sustava. RfG propisuje da svi moduli, počevši od Tipa A, moraju biti opremljeni sustavima za ograničenje snage u slučaju nadfrekvencije/podfrekvencije.

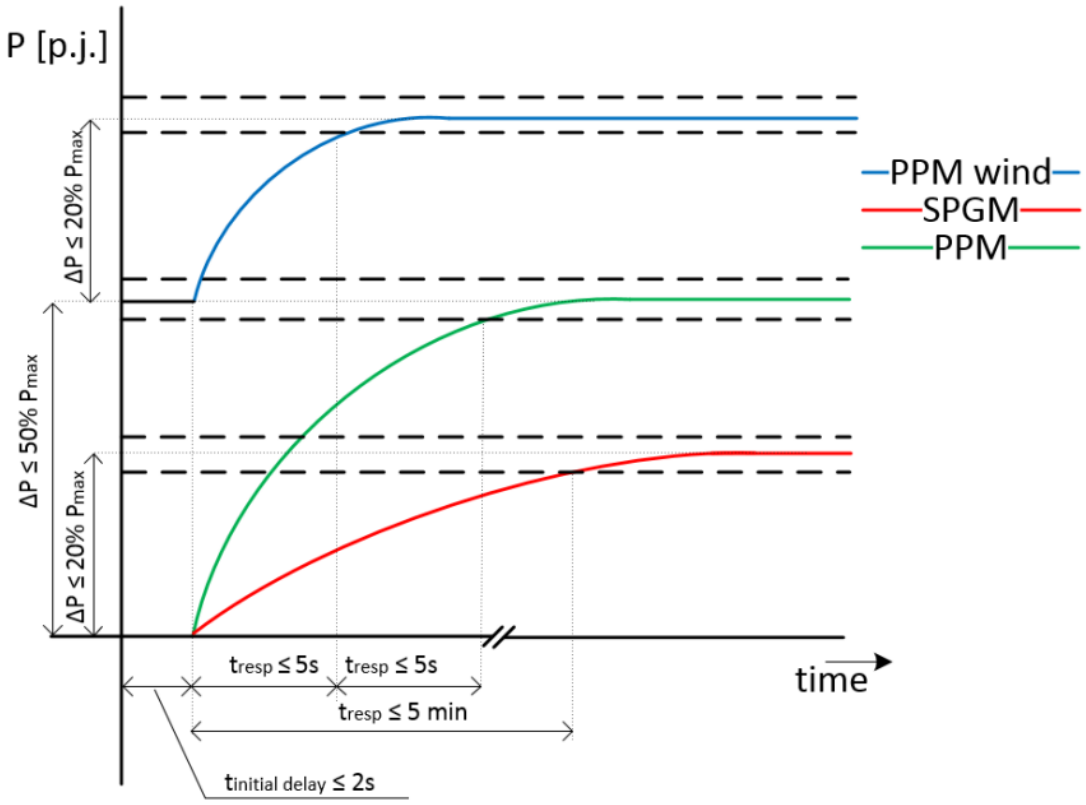
Mod rada pri nadfrekvenciji (LFSM-O) prvi je i najosnovniji obrambeni mehanizam koji RfG propisuje za gotovo sve kategorije proizvodnih modula (počevši od Tipa A). Njegova primarna svrha je sprječavanje daljnjeg porasta frekvencije sustava u trenucima kada u mreži postoji višak generacije u odnosu na potrošnju (npr. uslijed ispada velikog potrošača ili gubitka interkonekcijskog voda prema susjednom sustavu). Kada frekvencija sustava prijeđe definiranu graničnu vrijednost (prag aktivacije), koja se u europskoj mreži obično postavlja na 50,2 Hz, proizvodna jedinica mora automatski i trenutno smanjiti svoju radnu (djelatnu) snagu. Smanjenje snage vrši se linearno prema strogo definiranom statizmu (droop), koji se kreće u rasponu od 2% do 12% (najčešće 5%). To znači da za svaki postotak porasta frekvencije iznad praga, jedinica smanjuje svoju snagu za odgovarajući postotak nazivne snage. Ključno je da ovaj odziv mora biti što brži, s dopuštenim zakašnjenjem od svega nekoliko stotina milisekundi, kako bi se spriječilo aktiviranje sustava za automatsko isključenje generatora (napredne razine zaštite). Čim se frekvencija vrati ispod praga, jedinica ponovno može povećati snagu, ali uz strisključenjaogo kontrolirani gradijent kako bi se izbjegle sekundarne oscilacije u mreži.



Slika 1 – Zahtjevani vremenski odaziv za smanjenje aktivne snage

Mod rada pri podfrekvenciji (LFSM-U) tehnički je zahtjevniji mehanizam koji se obično propisuje za veće proizvodne module (Tip C i D), jer zahtijeva postojanje određene rezerve snage. Aktiviranje ovog moda događa se kada frekvencija sustava padne ispod kritičnog praga (npr. 49,8 Hz), što indicira manjak generacije u sustavu (npr. uslijed ispada velike termoelektrane ili vjetroparka).

U trenutku pada frekvencije ispod praga, jedinica mora biti sposobna u vrlo kratkom roku povećati svoju djelatnu snagu kako bi doprinijela stabilizaciji sustava. Za razliku od LFSM-O, koji je lakše implementirati jer uključuje smanjenje proizvodnje, LFSM-U zahtijeva da jedinica u normalnom radu ne radi s maksimalno dostupnom snagom (tzv. curtailment ili rad s rezervom), kako bi imala prostor za povećanje isporuke u kritičnom trenutku. Kod inverterskih izvora, to se postiže inteligentnim upravljanjem radnom točkom (npr. pomicanjem s točke maksimalne snage - MPPT). Ako jedinica već radi na svom tehničkom maksimumu, od nje se zahtijeva barem da ne smanjuje proizvodnju dodatno uslijed pada frekvencije, što je čest problem kod starijih tehnologija. LFSM-U predstavlja "prvu liniju obrane" sustava prije nego što se aktiviraju drastične mjere poput automatskog isključenja potrošnje (load shedding).

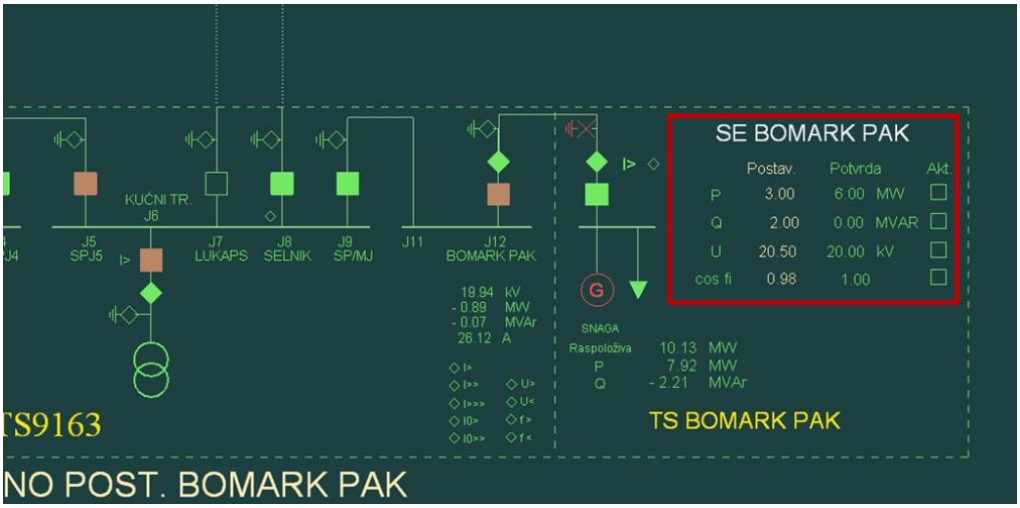


Slika 2 – Zahtjevani vremenski odaziv za povećanje aktivne snage

1.3 Napredno upravljanje jalovom snagom i P-Q profilima

Jedan od najvećih problema integracije distribuiranih izvora energije u distribucijske mreže je nekontrolirani porast napona u točkama priključenja. Tradicionalni izvori radili su s fiksnim faktorom snage, što je u aktivnoj distribucijskoj mreži uzrokovalo kršenje zakonskih granica napona. Prema RfG-u, moderni inverteri moraju biti sposobni za dinamičku kompenzaciju jalove snage. To znači da operator sustava (ODS) može zahtijevati od proizvođača da apsorbira jalovu snagu kada je napon previsok ili je ubrizgava kada je prenizak. U tradicionalnim elektroenergetskim sustavima, regulacija napona bila je primarna zadaća velikih sinkronih generatora u prijenosnoj mreži te regulacijskih transformatora u distribucijskim stanicama. Međutim, masovna integracija distribuiranih izvora energije (DI) u aktivne distribucijske mreže dovela je do fenomena nekontroliranog porasta napona, osobito u ruralnim dijelovima mreže s dugim vodovima i visokom koncentracijom fotonaponskih sustava. Kako bi se izbjegla skupa ulaganja u fizičko pojačanje mreže, Uredba (EU) 2016/631 (RfG) nameće distribuiranoj proizvodnji obvezu aktivnog sudjelovanja u regulaciji napona putem naprednog upravljanja jalovom snagom.

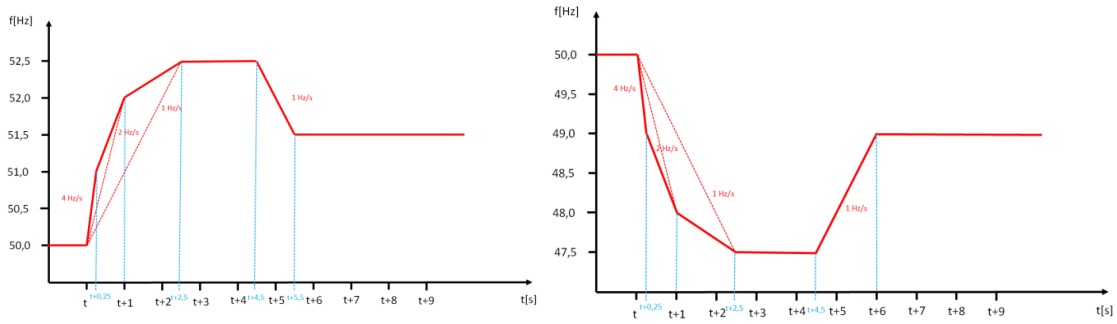
Moderni proizvodni moduli, ovisno o svojoj kategoriji (Tip B, C i D), moraju biti projektirani tako da mogu raditi unutar točno određene "omotnice" na P-Q dijagramu. To znači da čak i kada jedinica radi pri punoj djelatnoj snazi (P_{max}), ona mora zadržati sposobnost ubrizgavanja ili apsorpcije određene količine jalove snage (Q). Specifični zahtjevi, koje definira lokalni operator sustava, obično zahtijevaju faktor snage u rasponu od 0,95 (induktivno) do 0,95 (kapacitivno) pri punom opterećenju. Ova sposobnost omogućuje inverteru da se ponaša kao statički kompenzator (STATCOM), stabilizirajući lokalne naponske prilike u realnom vremenu.



Slika 3 – Primjer upravljanja sustavom proizvodnje u SCADA-i

1.4 Otpornost na brzinu promjene frekvencije

Brzina promjene frekvencije, izražena u hercima po sekundi (Hz/s), parametar je koji opisuje koliko se brzo frekvencija sustava mijenja neposredno nakon poremećaja (npr. ispada velike elektrane ili kvara na interkonekciji). U početku razvoja i priključenja inverterskih sustava ovo je bila temeljna zaštita od gubitka mreže. U tradicionalnim sustavima, golema rotacijska inercija sinkronih generatora pružala je prirodni otpor promjenama frekvencije, čineći brzinu promjene frekvencije (Rate of Change of Frequency – RoCoF) niskom i upravljivom. Međutim, masovnom integracijom izvora utemeljenih na inverterskim sučeljima (Inverter Based Resources – IBR), koji nemaju inherentnu inerciju, sustav gubi svoju "elektromehaničku masu". Rezultat je znatno strmiji i brži pad (ili porast) frekvencije u kritičnim trenucima, što zahtijeva da svi distribuirani izvori posjeduju visoku razinu RoCoF otpornosti. Proizvodni moduli moraju ostati povezani s mrežom i nastaviti raditi čak i kada frekvencija krene naglo oscilirati. Standardni zahtjevi koje definiraju nacionalni operatori sustava obično se kreću u rasponu od 1 Hz/s do 2,5 Hz/s (mjereno u kliznom prozoru od 500 ms). To znači da ako frekvencija padne s 50 Hz na 49 Hz u samo jednoj sekundi, zaštita proizvodne jedinice ne smije isključiti inverter. Bez ove otpornosti, došlo bi do masovnog ispada jedinica već u prvim milisekundama poremećaja, što bi onemogućilo djelovanje primarne regulacije i dovelo do potpunog raspada sustava.



Slika 4 – RoCoF+/- vremenska karakteristika

Visoka RoCoF otpornost osigurava da distribuirana proizvodnja ostane stabilna tijekom kritičnih "prvih sekundi" nakon kvara. U kombinaciji s FRT sposobnošću, ona čini temeljni stup obrane od kaskadnih ispada. Ako jedinica može izdržati pad napona (FRT) i istovremeno brzu promjenu frekvencije (RoCoF), ona omogućuje sustavu da se stabilizira na novoj radnoj točki, sprječavajući aktivaciju automatskog iskapčenja potrošača i osiguravajući kontinuitet opskrbe u mrežama s ekstremno visokim udjelom obnovljivih izvora.

2 ANALIZA FAULT RIDE-THROUGH (FRT) SPOSOBNOSTI I NAPONSKO-VREMENSKIH PROFILA

Sposobnost prolaska kroz kvar, poznata kao Fault Ride-Through (FRT), predstavlja tehničku karakteristiku proizvodnog modula da ostane spojen na mrežu i nastavi s radom tijekom naglih i kratkotrajnih poremećaja napona. U prošlosti, standardna zaštitna strategija za distribuirane izvore bila je "isključenje pri prvom znaku

nevolje" kako bi se spriječio neželjeni otočni rad i zaštitila oprema. Međutim, s porastom udjela obnovljivih izvora, takva strategija postala je najveća prijetnja stabilnosti sustava. FRT mehanizam transformira te izvore iz osjetljivih komponenti u robusne generatore koji "pomažu" mreži da prebrodi prijelazna stanja uzrokovana kratkim spojevima na prijenosnim ili distribucijskim vodovima.

Generalno ne postoji jedan jedinstven U-t dijagram već se predlaže okvir unutar kojih svaki nacionalni operator sustava definira vlastite specifične profile. Dijagram se obično sastoji od nekoliko faza:

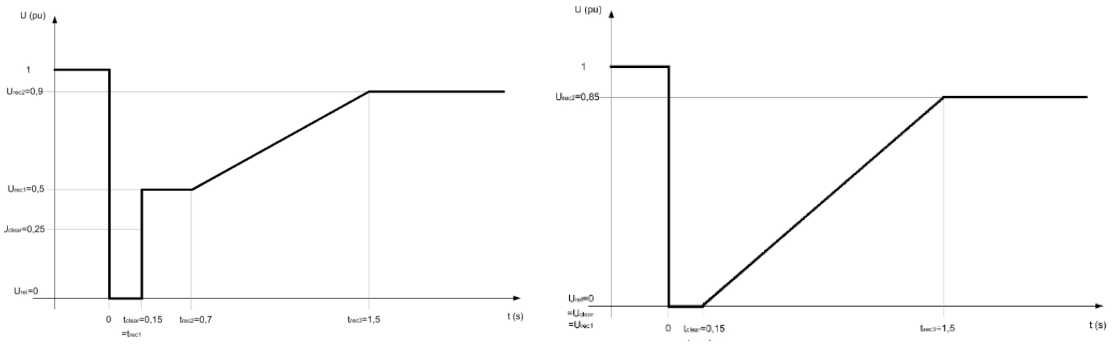
- Područje neometanog rada: Napon između 0.9 i 1.1 p.u. gdje jedinica radi normalno,
- Područje obveznog ostanka na mreži: Područje ispod 0.9 p.u. (LFRT) ili iznad 1.1 p.u. (HFRT) u kojem jedinica mora "trpjeti" poremećaj,
- Područje dopuštenog iskapčanja: Ako napon padne ispod donje granične krivulje ili ako naponski pad traje dulje od propisanog maksimalnog vremena (npr. dulje od 1.5 sekundi na razini od 0.5 p.u.), zaštita jedinice smije isključiti pogon kako bi se spriječilo fizičko oštećenje invertera.

Osim samog iznosa napona, FRT sposobnost usko je povezana s održavanjem sinkronizma. Kod klasičnih generatora, pad napona uzrokuje ubrzanje rotora (jer se ne može predati snaga mreži), što može dovesti do gubitka sinkronizma. Kod invertora, ovaj problem se riješava brzim algoritmima PLL-a (Phase-Locked Loop). PLL mora biti dovoljno robustan da "prati" mrežni napon čak i kada je on ekstremno izobličen ili nizak tijekom kvara, osiguravajući da inverter ostane fazno usklađen s mrežom u svakoj mikrosekundi poremećaja.

2.1 LFRT (Low Voltage Ride-Through) i dinamika propada napona

Najčešći oblik FRT-a je LFRT, koji se odnosi na sposobnost jedinice da izdrži duboke padove (propade) napona. Kada se u mreži dogodi tropolni ili dvopolni kratki spoj, napon u točki priključenja može trenutno pasti na vrlo niske vrijednosti (blizu nule). LFRT zahtjev definira da inverter ne smije isključiti jedinicu ako se napon nalazi iznad donje granične krivulje.

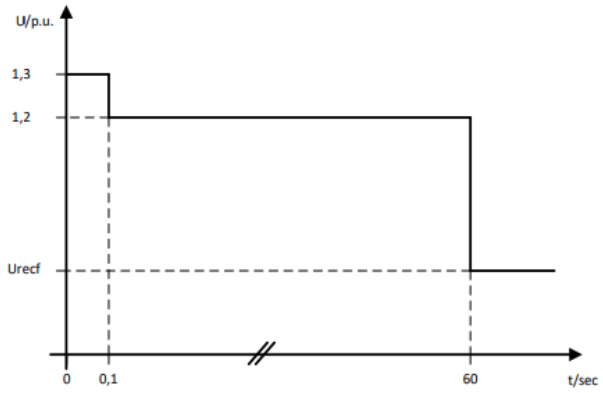
- Kritični interval (0 - 150 ms): Ovo je vrijeme u kojem zaštitni releji i prekidači u mreži moraju detektirati i izolirati kvar. Proizvodni modul mora izdržati ovaj period bez gubitka sinkronizma.
- Oporavak napona: Nakon što je kvar otklonjen, napon se ne vraća trenutno na 100%, već postepeno. LFRT profil definira putanju oporavka – ako se napon vraća brže od propisane krivulje, jedinica mora ostati u pogonu.



Slika 5 – U-t dijagram za podnapon

2.2 HFRT (High Voltage Ride-Through) i prijelazni prenaponi

Iako se rjeđe spominje, HFRT je jednako važan za stabilnost. Prenaponi se obično javljaju neposredno nakon otklanjanja kvara (uslijed naglog rasterećenja ili djelovanja kompenzacijskih uređaja) ili kod naglih ispada velikih trošila. Ako bi se vjetroelektrane ili fotonaponski sustavi isključili zbog kratkotrajnog skoka napona na npr. 1.2 p.u. (120% nazivnog napona), sustav bi se suočio s istim problemom gubitka generacije kao i kod LFRT-a. HFRT profil stoga definira gornju granicu napona i trajanje koje inverter mora podnijeti prije nego što mu se dopusti sigurnosno isključenje.



Slika 6 – U-t dijagram za prenapon

3 VERIFIKACIJA FRT SPOSOBNOSTI: MODELI, SIMULACIJE I ISPITIVANJA

Obzirom na to da je fizičko testiranje kvara na stvarnoj mreži visokog napona rizično i skupo, verifikacija FRT sposobnosti primarno se oslanja na napredno numeričko modeliranje. Operatori sustava zahtijevaju od proizvođača dostavu preciznih RMS (Root Mean Square) ili EMT (Electromagnetic Transient) modela svojih postrojenja. Ovi modeli moraju vjerno reproducirati dinamički odziv invertera tijekom propada napona, uključujući rad upravljačkih petlji, ograničenja struje i algoritme za praćenje faze PLL-a. Simulacije omogućuju predviđanje ponašanja vjetroparka ili fotonaponske elektrane u ekstremnim scenarijima koje je nemoguće sigurno reproducirati u stvarnosti, poput višestrukih uzastopnih kvarova.

Najveći izazov u numeričkom modeliranju nije sam fizički hardver, već softverska logika invertera. Model mora vjerno reproducirati rad PLL-a, koji je glavni mehanizam sinkronizacije. Tijekom kvara, napon je često asimetričan, pun harmonika i s naglim skokovima faznog kuta. Numerički model mora dokazati da PLL neće "izgubiti trag" mrežnog napona u tih kritičnih 150-250 ms. Također, modelira se i strujni regulator koji mora ograničiti struju kvara, ali istovremeno ubrizgati maksimalno dopuštenu jalovu snagu za podršku mreži.

Kod velikih postrojenja s desecima manjih invertera (solarni park), numeričko modeliranje svakog pojedinog uređaja zahtijevalo bi golemu računalnu snagu. Stoga se koriste tehnike **agregacije**, gdje se cijelo postrojenje zamjenjuje ekvivalentnim modelom koji na točki priključenja pokazuje identičan dinamički odziv kao i realno postrojenje. Validacija ovih modela vrši se usporedbom s tipskim ispitivanjima pojedinačnih invertera u laboratoriju, čime se osigurava da je numerički prikaz "vjeran originalu".

3.1 Razlika između RMS i EMT modela

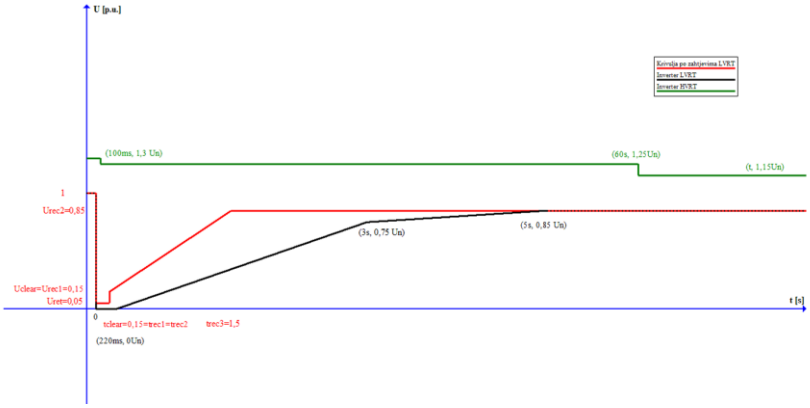
- RMS modeli (Root Mean Square): Koriste se za studije elektromehaničke stabilnosti sustava. Ovi modeli aproksimiraju valne oblike struje i napona njihovim efektivnim vrijednostima, što omogućuje simulacije velikih mreža s tisućama čvorova u dužem vremenskom intervalu (sekunde i minute). Oni su ključni za provjeru hoće li sustav ostati sinkroniziran nakon otklanjanja kvara.

- EMT modeli (Electromagnetic Transient): Ovi modeli su znatno detaljniji i simuliraju stvarne valne oblike (trenutačne vrijednosti) mikrosekundu po mikrosekundu. Oni su nužni za analizu rada inverterskih upravljačkih petlji, brzih prekidačkih operacija tranzistora (Insulated Gate Bipolar Transistor – IGBT) i visokofrekventnih oscilacija koje se javljaju u prvih nekoliko milisekundi propada napona. Bez EMT simulacija nemoguće je predvidjeti hoće li se inverter neočekivano isključiti zbog vršnih struja koje RMS modeli jednostavno "ne vide".

3.2 Validacija modela na temelju stvarnih događaja u mreži

Osim simulacijskih testova, iznimno je važna validacija modela pomoću podataka iz stvarnih pogonskih događaja. Moderni distribuirani izvori opremljeni su registratorima smetnji koji snimaju valne oblike struje i napona visoke rezolucije tijekom svakog poremećaja u mreži. Usporedbom tih snimki sa simulacijskim rezultatima, inženjeri mogu "fino podesiti" digitalne blizance postrojenja. Ovakva povratna veza ključna je za operatore sustava jer im omogućuje da s visokom sigurnošću planiraju rad mreže i predvide kako će se tisuće raspršenih izvora ponašati u slučaju velikih havarija na razini cijele interkonekcije.

U Hrvatskoj, primjerice, HOPS i HEP-ODS propisuju specifične protokole za ispitivanje i izdavanje certifikata o sukladnosti. Bez službenog potvrđivanja FRT sposobnosti putem odobrenih modela i testnih izvještaja, proizvodna jedinica ne može dobiti trajno odobrenje za rad. Time se osigurava da svaki novi izvor koji se priključi na mrežu doista doprinosi robusnosti, a ne ranjivosti elektroenergetskog sustava.



Slika 7 – Primjer U-t dijagrama solarne elektrane (crna krivulja)

4 ARHITEKTURA I ADAPTIVNA LOGIKA ZAŠTITE

U klasičnim distribucijskim mrežama, zaštita se oslanjala na elektromehaničke komponente s fiksnim pragovima okidanja. Uvođenjem IED (Intelligent Electronic Devices) tehnologije, zaštita prelazi u domenu digitalne obrade signala (Digital Signal Processing – DSP). IED nije samo relej; to je visokointegrirano računalo koje u realnom vremenu uzorkuje analogne signale struje i napona (često brzinom od 80 do 256 uzoraka po ciklusu). Ova visoka rezolucija uzorkovanja presudna je za FRT sposobnost jer omogućuje uređaju da unutar prvih 5-10 milisekundi od nastanka kvara precizno izračuna efektivne vrijednosti i fazne pomake, razlikujući stvarni propad napona od prolaznih harmonijskih izobličenja ili šuma. Tradicionalni releji s fiksnim postavkama često bi zakazali jer je struja kvara iz invertera preblizu struji maksimalnog opterećenja. IED uređaji rješavaju ovaj problem putem adaptivnih algoritama. Oni neprestano nadziru mrežnu impedanciju i broj aktivnih izvora u sustavu. Ako IED detektira da je mreža u "slabom" stanju (mali broj generatora u pogonu), on automatski prebacuje na osjetljiviju grupu postavki (setting group). Ova dinamika osigurava da zaštita ostane selektivna: ona mora prepoznati kvar, ali istovremeno "pustiti" proizvodnu jedinicu da odradi svoj FRT ciklus ubrizgavanja jalove snage bez preuranjenog isključenja.

4.1 Interna logika blokade i koordinacija s FRT profilom

Srž IED-a u kontekstu FRT-a je njegova interna logička matrica koja upravlja funkcijama podnaponske zaštite (ANSI 27). Za razliku od starih sustava, koji bi odmah reagirali na pad napona ispod 0.85 p.u., IED ima ugrađenu vremensku zadršku koordiniranu s FRT krivuljom.

- Logika blokade: Ako napon padne na 0.2 p.u., IED pokreće interni brojač. Ako se napon vrati iznad donje FRT granice unutar zadanog vremena (npr. 150 ms), IED blokira signal za isključenje prekidača. Druga neovisna funkcija blokade promatra smjer predaje energije (radne snage) u sustav tj. da li uopće radi njezina proizvodnja.

- Analiza faznog skoka: Prilikom nastanka i otklanjanja kvara dolazi do nagle promjene faznog kuta (Phase Jump). IED koristi napredne matematičke transformacije (poput Clarke ili Park transformacije) kako bi osigurao da sustav upravljanja invertera ostane sinkroniziran (PLL stabilnost), sprječavajući "ispadanje iz koraka" koje bi fizički oštetilo opremu.

4.2 Sinkrofazori (PMU) i nadzor stabilnosti u realnom vremenu

Najmoderniji IED-ovi integriraju funkciju PMU (Phasor Measurement Unit) koja koristi GPS sinkronizaciju za označavanje vremena svakog mjerenja. U aktivnim distribucijskim mrežama, ovo omogućuje operatorima sustava (ODS) da vide širenje poremećaja kroz mrežu kao "val". PMU podaci omogućuju IED-u da razlikuje lokalni kvar (gdje je potreban puni FRT odziv) od udaljenog kvara u prijenosnoj mreži (gdje je potrebna samo frekvencijska stabilizacija). Ova razina granularnosti informacija ključna je za sprječavanje kaskadnih ispada u sustavima s ekstremno visokim udjelom solarne i vjetro generacije.

4.3 Dijagnostika i zapisi događaja

Osim same zaštite, IED služi kao "crna kutija" postrojenja. Tijekom FRT događaja, IED bilježi sve parametre u SOE (Sequence of Events) listu s rezolucijom od 1 ms. Ovi zapisi su neprocjenjivi za kasniju validaciju numeričkih modela koji su ranije spomenuti. Analizom tih podataka, inženjeri mogu točno utvrditi je li inverter ubrizgao zahtijevanu jalovu struju u propisanom vremenu i je li oporavak djelatne snage bio u skladu s gradijentima koje nalaže RfG. Time IED postaje ključna karika u lancu dokazivanja sukladnosti s regulatornim zahtjevima.

4.4 Uloga razmjene podataka putem komunikacije

Između OIE jedinice i mreže nalazi se PPC (Power Plant Controller) – centralni upravljački sustav elektrane koji služi kao komunikacijski most prema ODS-ovom SCADA sustavu. PPC u realnom vremenu prima referentne vrijednosti (postavne vrijednosti) za djelatnu i jalovu snagu. Tijekom normalnog pogona, komunikacija se odvija putem protokola IEC 60870-5-104 ili IEC 61850, koji omogućuju operatoru da daljinski ograniči proizvodnju u slučaju zagušenja mreže. Međutim, u trenutku kvara, PPC mora biti sposoban autonomno donositi odluke na temelju prethodno zaprimljenih parametara, osiguravajući da odziv postrojenja bude u skladu s lokalnim mrežnim pravilima čak i ako dođe do privremenog prekida veze s centralnim sustavom.

5 ZAKLJUČAK

Siguran razvoj elektroenergetskog sustava s visokim udjelom obnovljivih izvora energije nije samo pitanje energetske politike, već prvenstveno pitanje inženjerske izvrsnosti u domeni zaštite i automatizacije. FRT mehanizam, podržan naprednim numeričkim modeliranjem i inteligentnim uređajima, predstavlja "digitalni osigurač" koji jamči da će tranzicija prema zelenoj energiji biti popraćena najvišom razinom pouzdanosti opskrbe. Budućnost energetike pripada mrežama koje su dovoljno inteligentne da prepoznaju kvar, ali i dovoljno robusne da kroz njega prođu bez prekida.

LITERATURA

[1] Banaei, M. R., & Fahimi, B. (2020). Low Voltage Ride-Through (LVRT) in Renewable Energy Systems: Challenges and Solutions. IEEE Access.
[2] Blaabjerg, F., & Ma, K. (2013). Future on Power Electronics for Wind Turbine Systems. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics.
[3] ENTSO-E (2018). Guidance document for compliance testing and monitoring of generation power plants. European Network of Transmission System Operators for Electricity.
[4] European Commission (2016). Commission Regulation (EU) 2016/631 establishing a network code on requirements for grid connection of generators (RfG). Official Journal of the European Union.
[5] HEP-ODS (2022). Mrežna pravila distribucijskog sustava. HEP – Operator distribucijskog sustava d.o.o., Zagreb.
[6] HOPS (2024). Mrežna pravila prijenosnog sustava. Hrvatski operator prijenosnog sustava d.d., Zagreb.
[7] IEC 61850. Communication networks and systems for power utility automation. International Electrotechnical Commission.
[8] IEEE Task Force (2015). Dynamic Models for Inverter-Based Resources in Power System Stability Studies. IEEE Power & Energy Society Technical Report.
[9] Kundur, P. (1994). Power System Stability and Control. McGraw-Hill Professional.
[10] Mackiewicz, R. E. (2006). Overview of IEC 61850 and Benefits. IEEE Power Systems Conference and Exposition.
[11] Milano, F. (2010). Power System Analysis: Algebraic-Differential Equations, Modeling and Simulation. Springer.
[12] Morales-Asuar, A., et al. (2017). Fault Ride-Through Capabilities of Wind and Solar Power Plants: A Review. Renewable and Sustainable Energy Reviews.
[13] Phadke, A. G., & Thorp, J. S. (2008). Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. Springer Science & Business Media.
[14] Ziegler, G. (2011). Numerical Distance Protection: Principles and Applications. Publicis Publishing.

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R3-08

ANALIZA PRENAPONSKOG STANJA I RAZDVAJANJA 400 I 110 KV MREŽE: POUKE IZ INCIDENTA U SEVERNOJ MAKEDONIJI OD 18. MAJA 2025. GODINE ZA PLANIRANJE I POGON PRENOSNO - DISTRIBUTIVNIH SISTEMA

ANALYSIS OF OVERVOLTAGE CONDITIONS AND THE SEPARATION OF THE 400 KV AND 110 KV NETWORKS: LESSONS LEARNED FROM THE 18 MAY 2025 INCIDENT IN NORTH MACEDONIA FOR THE PLANNING AND OPERATION OF TRANSMISSION–DISTRIBUTION SYSTEMS

Anđela KRLJAŠ, Security Coordination Centre – SCC Ltd. Belgrade, Srbija*
Petar MARKOVIĆ, Security Coordination Centre – SCC Ltd. Belgrade, Srbija
Tijana MILOVANOVIĆ, Security Coordination Centre – SCC Ltd. Belgrade, Srbija
Nemanja BRALUŠIĆ, Elektromreža Srbije – EMS AD Beograd, Srbija
Vladimir BOSILJČIĆ, Elektromreža Srbije – EMS AD Beograd, Srbija
Marija MILOVANOVIĆ, Elektromreža Srbije – EMS AD Beograd, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Ovaj rad analizira veliki sistemski poremećaj koji se dogodio 18. maja 2025. godine u elektroenergetskom sistemu Severne Makedonije, kada je došlo do potpunog razdvajanja 400 kV od 110 kV mreže, što je rezultovalo gubitkom kompletnog opterećenja u 110 kV mreži i kao takav incident je klasifikovan kao događaj najvišeg stepena ozbiljnosti. Rad daje detaljnu analizu operativnih uslova elektroenergetskog sistema pre incidenta, sa posebnim naglaskom na planiranje pogona, konfiguraciju mreže i prekogranične tokove snaga u regionu Jugoistočne Evrope. U tom kontekstu, rad će detaljno opisati ulogu i primenu ključnih regionalnih procesa operativnog planiranja i koordinacije, uključujući validaciju i spajanje pojedinačnih modela mreže i formiranje zajedničkog modela mreže, kao i sprovođenje koordinisanog proračuna kapaciteta. Posebna pažnja biće posvećena koordinisanim analizama sigurnosti, procesu koordinacije planiranja isključenja i proceni kratkoročne adekvatnosti sistema sa ciljem da se sagleda efikasnost postojećih praksi u pravovremenom prepoznavanju rizika u regionalno povezanom elektroenergetskom sistemu. Posebno se razmatraju naponske prilike u prenosnoj i distributivnoj mreži. Centralni deo rada posvećen je analizi ponašanja sistema tokom incidenta, uključujući dinamički razvoj prenaponskih pojava, degradaciju naponske stabilnosti i mehanizme koji su doveli do razdvajanja 400 kV i 110 kV mreže, usled čega je došlo do prekida u snabdevanju električnom energijom na distributivnom nivou. Dalje, rad analizira proces ponovne energizacije sistema, sa fokusom na operativne izazove u obnovi naponskih prilika, koordinaciju između prenosnog i distributivnog operatora, kao i postupno vraćanje opterećenja uz očuvanje stabilnosti sistema. Posebna pažnja posvećena je vremenskoj sekvenci obnove, kriterijumima odlučivanja i komunikaciji u procesu oporavka sistema. Na kraju, incident se klasifikuje u skladu sa ENTSO-E Incident Classification Scale metodologijom, uz identifikaciju ključnih tehničkih preporuka relevantnih za unapređenje operativnog planiranja, regulacije napona i koordinacije na OPS–ODS relaciji. Zaključci rada ukazuju na potrebu jačanja regionalnog pristupa upravljanju naponom, prilagođavanja planova odbrane i unapređenja procedura za obnovu sistema kako bi se smanjio rizik od sličnih prenaponskih poremećaja u budućnosti.

Ključne reči: prenaponske pojave, razdvajanje mreže, operativno planiranje, koordinacija OPS–ODS, ENTSO-E klasifikacija incidenta

ABSTRACT

This paper analyses a major systemic disturbance that occurred on 18 May 2025 in the power system of North Macedonia, when a complete separation of the 400 kV and 110 kV networks took place, resulting in the loss of the entire load in the 110 kV network. As such, the incident was classified as an event of the highest severity level.

* Anđela Krljaš andjela.krljas@scc-rsci.com; Petar Marković petar.markovic@scc-rsci.com; Tijana Milovanović tijana.milovanovic@scc-rsci.com; Nemanja Bralušić nemanja.bralusic@ems.rs; Vladimir Bosiljčić vladimir.bosiljcic@ems.rs; Marija Milovanovic marija.milovanovic@ems.rs

The paper provides a detailed analysis of the operational conditions of the power system prior to the incident, with particular emphasis on operational planning, network configuration, and cross-border power flows in the Southeast Europe region. In this context, the paper describes in detail the role and application of key regional operational planning and coordination processes, including the validation and merging of individual network models and the creation of a common grid model, as well as the implementation of coordinated capacity calculation. Attention is devoted to coordinated security analyses, the outage planning coordination process, and the assessment of short-term system adequacy, with the aim of evaluating the effectiveness of existing practices in the timely identification of risks in a regionally interconnected power system. Special consideration is given to voltage conditions in the transmission and distribution networks. The central part of the paper is dedicated to the analysis of system behavior during the incident, including the dynamic development of overvoltage phenomena, degradation of voltage stability, and the mechanisms that led to the separation of the 400 kV and 110 kV networks, which resulted in interruptions to electricity supply at the distribution level. Furthermore, the paper analyses the system restoration process, focusing on operational challenges related to the recovery of voltage conditions, coordination between the transmission and distribution system operators, and the gradual restoration of load while maintaining system stability. Attention is paid to the restoration time sequence, decision-making criteria, and communication during the system recovery process. Finally, the incident is classified in accordance with the ENTSO-E Incident Classification Scale methodology, with the identification of key technical recommendations relevant to improving operational planning, voltage regulation, and coordination at the TSO–DSO relation. The conclusions highlight the need to strengthen the regional approach to voltage management, adapt defense plans, and improve system restoration procedures to reduce the risk of similar overvoltage disturbances in the future.

Keywords: overvoltage events, network separation, operational planning, TSO–DSO coordination, ENTSO-E incident classification

UVOD

Sigurnost elektroenergetskih sistema (EES) predstavlja jedan od ključnih faktora za stabilno funkcionisanje savremenog društva i privrede. Kontinuitet napajanja električnom energijom direktno utiče na bezbednost, ekonomsku efikasnost i kvalitet života, zbog čega je analiza poremećaja u radu EES-a od izuzetnog značaja. Prenosni i distributivni sistemi moraju biti projektovani i upravljani tako da izdrže različite vrste poremećaja, uključujući prenaponska stanja, ispade elemenata, velike međusistemske razmene i sl.

U regionu Jugoistočne Evrope (JIE), EES-i su snažno međusobno povezani, što dodatno naglašava značaj regionalne koordinacije. Saradnja operatora prenosnih (OPS) i distributivnih (ODS) sistema omogućava efikasnije upravljanje tokovima snage, pravovremenu razmenu informacija i koordinisano reagovanje u vanrednim situacijama. Međutim, visoka međuzavisnost sistema takođe znači da poremećaji u jednoj zemlji mogu imati značajne posledice na širem regionalnom nivou.

Incident koji se dogodio 18. maja 2025. godine u Severnoj Makedoniji predstavlja primer složenog poremećaja koji je doveo do prenaponskog stanja i razdvajanja 400 kV i 110 kV mreže. Ovaj događaj može se klasifikovati kao sistemski poremećaj sa elementima kaskadnih ispada, pri čemu su interakcije između različitih naponskih nivoa i zaštitnih sistema odigrale ključnu ulogu u razvoju incidenta.

Cilj ovog rada je analiza uzroka i posledica navedenog incidenta, sa posebnim fokusom na prenaponska stanja i mehanizme razdvajanja mreže. Metodologija analize obuhvata prikupljanje i obradu operativnih podataka pre i u toku samog incidenta te rekonstrukciju događaja. Na osnovu dobijenih rezultata, rad ima za cilj da identifikuje ključne pouke i preporuke za unapređenje planiranja i pogona prenosno-distributivnih sistema u regionu.

1 ELEKTROENERGETSKI SISTEM SEVERNE MAKEDONIJE

1.1 Struktura mreže

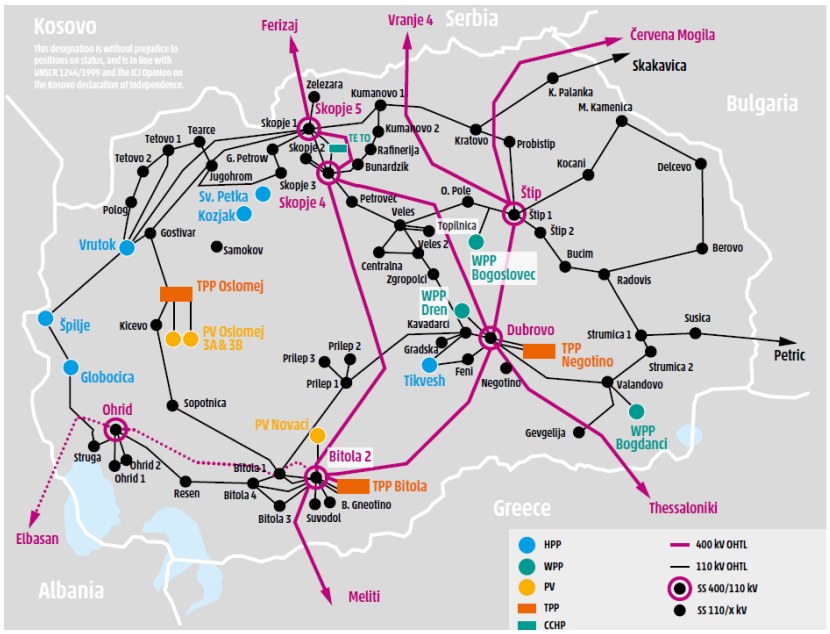
EES Severne Makedonije karakteriše relativno kompaktna, ali funkcionalno značajna prenosna mreža koja se zasniva na dva osnovna naponska nivoa: 400 i 110 kV. Prenosni sistem je u nadležnosti OPS-a MEPSO-a (Macedonian Electricity Transmission System Operator). Mreža naponskog nivoa 400 kV čini okosnicu sistema i obuhvata glavne prenosne pravce i čvorišta, među kojima se izdvajaju transformatorske stanice (TS) Skoplje 4, Skoplje 5, Štip, Dubrovo i Bitola 2. Na ovom nivou se takođe nalaze transformatori (TR) 400/110 kV koji omogućavaju vezu između visokonaponske prenosne mreže i mreže nižeg naponskog nivoa. Upravo ovi TR-i predstavljaju kritične elemente sistema, jer omogućavaju napajanje šire 110 kV mreže i imaju značajnu ulogu u regulaciji napona.

Mreža naponskog nivoa 110 kV ima razgranatiju strukturu i služi za distribuciju električne energije ka krajnjim potrošačima i industrijskim centrima. Na ovaj nivo je priključen deo proizvodnih kapaciteta, uključujući termoelektrane, hidroelektrane, kao i obnovljive izvore energije (vetro i solarne elektrane). Ovaj deo sistema je osetljiviji na poremećaje i zavisi od stabilnog rada 400 kV mreže.

Distributivna mreža je direktno povezana sa prenosnim sistemom preko TS 400/110 kV i 110/x kV, čime se omogućava transformacija napona i dalja distribucija energije ka potrošačima. Osnovu distributivne mreže čini 110 kV nivo. Sa ovog nivoa energija se dalje distribuira preko srednjenaponskih mreža (35 kV, 20 kV i 10 kV), a zatim i niskonaponskih mreža (0,4 kV), koje direktno napajaju domaćinstva, komercijalne i industrijske potrošače.

Distributivna mreža je topološki razgranata. Na nju su priključeni brojni potrošači, ali i sve veći broj distribuiranih izvora energije, koji su poslednjih godina u ekspanziji. Ovakva struktura povećava kompleksnost upravljanja. Poseban izazov u radu distributivne mreže predstavljaju promene u opterećenju tokom dana i sezonske varijacije. U uslovima niskog opterećenja, naročito tokom noći i prelaznih godišnjih perioda, dolazi do značajnog porasta napona, što dodatno opterećuje regulaciju napona u sistemu. Incident od 18. maja 2025. godine jasno je pokazao zavisnost distributivne mreže od stabilnog rada prenosnog sistema. Razdvajanje 400 kV i 110 kV mreže dovelo je do potpunog gubitka napajanja u 110 kV mreži, što se direktno odrazilo na prekid snabdevanja potrošača na distributivnom nivou. Ovaj događaj ukazuje na potrebu za unapređenjem koordinacije između OPS-a i ODS-a, kao i za razvojem naprednih sistema zaštite i upravljanja.

Dodatni faktor koji može doprineti pojavi visokih napona u uslovima niskog opterećenja jeste rastuće učešće distribuiranih izvora energije, pre svega solarnih i vetroelektrana priključenih na distributivnu mrežu. U periodima smanjene potrošnje i povećane proizvodnje iz distribuiranih izvora mogu se javiti povratni tokovi aktivne i reaktivne snage iz distributivne ka prenosnoj mreži, što dodatno komplikuje regulaciju napona i upravljanje reaktivnom snagom. Ovaj fenomen postaje posebno značajan u regionima sa velikim udelom distribuirane proizvodnje i relativno slabom lokalnom potrošnjom, zbog čega OPS–ODS koordinacija dobija dodatni značaj u očuvanju naponske stabilnosti sistema.



Slika 1 – Topologija EES-a Severne Makedonije [1]

1.2 Interkonekcije sa susednim sistemima

EES Severne Makedonije je snažno povezan sa susednim državama kroz 400 kV, ali i 110 kV, interkonekcije, što ga čini integralnim delom sinhronog područja kontinentalne Evrope.

Glavne 400 kV interkonekcije ostvaruju se sa:

- Srbijom (Štip – Vranje),
- Grčkom (Dubrovo – Solun i Bitola 2 – Meliti),
- Bugarskom (Štip – Červena Mogila) i
- *Kosovom (Skoplje 5 – Uroševac).

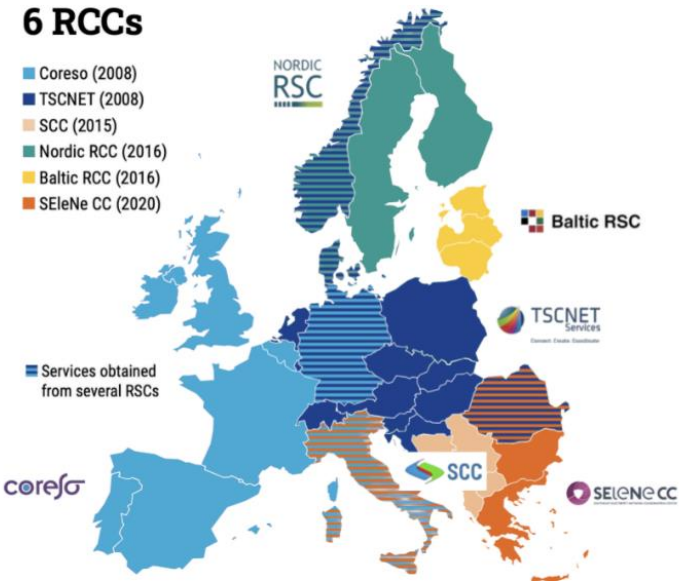
Ove veze omogućavaju razmenu električne energije, balansiranje sistema i učešće na regionalnom tržištu električne energije. Tokovi snaga preko interkonekcija su promenljivi i zavise od tržišnih uslova, raspoloživosti proizvodnje i potreba sistema. Regionalna povezanost podrazumeva koordinaciju kroz mehanizme kao što su planiranje ispada, analize sigurnosti i rad regionalnih koordinacionih centara, čime se obezbeđuje pouzdan i siguran rad sistema u širem regionu JIE.

2 OPERATIVNO PLANIRANJE I REGIONALNA KOORDINACIJA PRE INCIDENTA

2.1 Regionalna koordinacija

Svakim prenosnim sistemom u regionu upravlja OPS, koji je odgovoran za siguran i pouzdan rad svoje mreže. Potreba za koordinisanim i centralizovanim operativnim aktivnostima dovela je do formiranja novih specijalizovanih kompanija, poznatih kao regionalni koordinacioni centri (Regional Security Coordinator – RSC, Regional Coordination Centre – RCC). RSC/RCC-i su u vlasništvu svojih klijenata, odnosno OPS-a, i obavljaju deo poslova planiranja pre realnog vremena. OPS-i dostavljaju relevantne podatke, na osnovu kojih RSC/RCC-i vrše analize s ciljem identifikacije potencijalnih rizika po sigurnost sistema i daju preporuke koje OPS-i koriste prilikom donošenja konačnih odluka. Trenutno postoji šest regionalnih entiteta (Sl. 2) od kojih su pet u pravnom statusu RCC-a i jedan u statusu RSC-a, zavisno od statusa države na čijoj su teritoriji osnovani po pitanju članstva u Evropskoj uniji.

Ključnu ulogu u regionu JIE imaju dva regionalna koordinaciona centra SCC (Security Coordination Centre) i SELENE CC (Southeast Electricity Network Coordination Center), koji kroz koordinisan pristup različitih OPS-a obezbeđuju usklađivanje aktivnosti u rešavanju sigurnosnih izazova u okviru operativnog planiranja [2].



Slika 2 – Pregled RSC/RCC-a sa pripadajućim regionima [3]

2.2 Operativno planiranje pre incidenta

Rezultati različitih operativnih poslova koje su RSC/RCC-i izvršili pre incidenta 18. maja 2025. godine ukazuju da se EES smatrao bezbednim, na osnovu informacija koje su RSC/RCC-i imali na raspolaganju, te da u pogođenom području nisu uočeni veći problemi:

- **Planirana isključenja** u regionu JIE koordinišu se između OPS-a i RSC/RCC-a kroz godišnje i nedeljne sastanke radi usklađivanja planova održavanja elemenata prenosne mreže. Nekoliko dalekovoda (DV) (osam 220 kV i petnaest 400 kV vodova) u SEE regionu bilo je isključeno u skladu sa planiranim radovima za 21. kalendarsku nedelju (17–23. maj 2025. godine). Tokom tog perioda u regionu JIE nisu prijavljeni nikakvi neplanirani ispadi. Koordinisano planiranje isključenja (Outage Planning Coordination – OPC), koji su sprovodili SEleNe CC, SCC i TSCNET, nije ukazivalo na preopterećenja ili kritične napone za relevantne elemente mreže.
- **Analiza kratkoročne adekvatnosti** (Short-Term Adequacy – STA), koju je sproveo SCC, nije ukazivala na probleme u pogledu adekvatnosti sistema, ni za dan incidenta, niti za nekoliko dana pre i/ili posle.

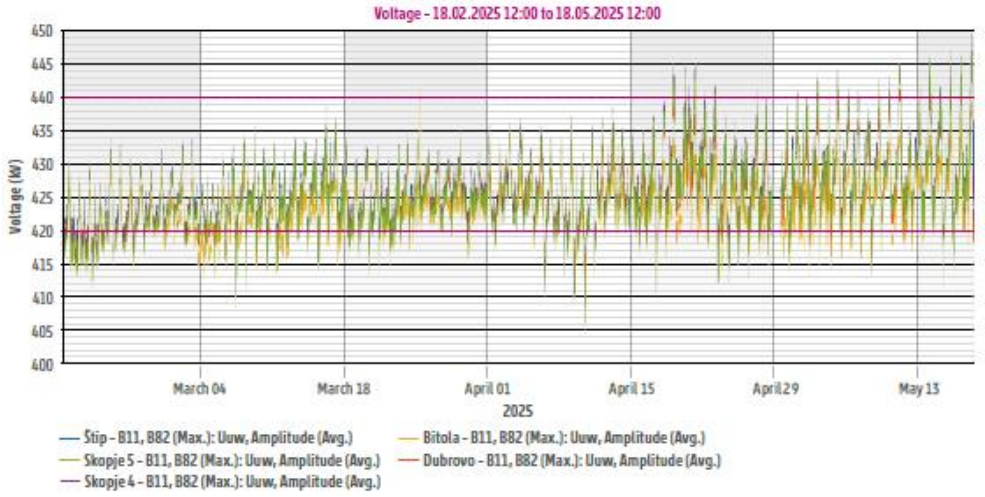
- **Koordinisane analize sigurnosti** (Coordinated Security Analysis – CSA), koje su sproveli TSCNET, SCC i SEleNe CC, nisu pokazale prekoračenje opterećenja ni na internim elementima ni na interkonektivnim DV-ima. Mreža je ocenjena kao N-1 bezbedna. Ipak, otkriveno je jedno odstupanje sigurnosnih granica: predviđeno je da svi 400 kV čvorovi u kontrolnoj oblasti MEPSO premaše dozvoljene operativne granice napona. Nisu identifikovani drugi značajni rizici po operativnu bezbednost.
- Prilikom **izrade zajedničkog modela mreže** (Common Grid Model – CGM), MEPSO nije dostavio individualni model mreže (Individual Grid Model – IGM) za 18. maj 2025. godine, zbog ograničenja u raspodeli resursa i upravljanju procesima. Zbog toga je SCC aktivirao rezervnu proceduru za nedostajuće IGM-ove. Konkretno, za izradu CGM-a za dan incidenta, korišćen je poslednji dostavljeni IGM iz 13. maja 2025. godine.
- **Koordinisani proračun kapaciteta** (Coordinated Capacity Calculation – CCC) u regionu JIE se još uvek nalazi u fazi testiranja, pa ova usluga još nije u potpunosti implementirana.

Korišćenje poslednjeg raspoloživog IGM-a od 13. maja 2025. godine uticalo je na reprezentativnost CGM-a u odnosu na stvarno stanje sistema na dan incidenta. U međuvremenu su mogle nastati promene u topologiji mreže, angažovanju proizvodnih jedinica, nivou opterećenja i raspoloživosti kompenzacionih uređaja, što je potencijalno dovelo do odstupanja između modelovanih i stvarnih naponsko–reaktivnih prilika u sistemu. Posebno u uslovima izraženih prenaponskih stanja, čak i relativno mala odstupanja u modelu mogu imati značajan uticaj na rezultate CSA i procenu naponske stabilnosti sistema. Iako su CSA analize identifikovale pojavu visokih napona u MEPSO kontrolnoj oblasti, moguće je da bi ažuriran i reprezentativniji IGM omogućio detaljnije sagledavanje rizika i pravovremenije prepoznavanje kritičnih pogonskih uslova. Kada ne postoji adekvatan model koji verno odražava stvarno stanje sistema, rezultati analiza gube na pouzdanosti i mogu dovesti do pogrešne procene operativnih rizika. Iz tog razloga, OPS-i imaju obavezu dostavljanja ažuriranih modela na dnevnom nivou, kao i više puta tokom dana, u skladu sa zahtevima regionalne koordinacije i operativnog planiranja. U konkretnom slučaju, MEPSO nije ispunio ovu obavezu, što nije predstavljalo problem samo za njegovu kontrolnu oblast, već i za ostale OPS-e u interkonekciji, čiji rad i sigurnost sistema direktno zavise od kvaliteta i ažurnosti razmenjenih mrežnih modela.

3 ANALIZA STANJA NEPOSREDNO PRE POREMEĆAJA I DINAMIČKI RAZVOJ POREMEĆAJA

Visoki naponi, posebno u proleće i jesen predstavljaju problem u kontrolnoj oblasti MEPSO-a još od 2023. godine. Posebno tokom noći, potrošnja i proizvodnja imaju niske vrednosti, a prekogranični tranziti aktivne snage su minimalni. Takva situacija u kombinaciji sa odsustvom jedinica za kompenzaciju reaktivne snage dovodi do prekoračenja naponskih granica definisanih za MEPSO. Izvršena je analiza razvoja naponske situacije u svim TS-ma MEPSO-a tokom poslednja tri meseca pre incidenta (Sl. 3). Radi bolje vizualizacije i preglednosti, prikazan je samo jedan napon po TS-i.

Analiza je pokazala da su naponi kontinuirano rasli od februara do maja 2025. godine, dok je potrošnja postepeno opadala zbog porasta temperature tokom godine. Stalna granična vrednost napona od 420 kV bila je prekoračena tokom celog perioda, dok je od sredine aprila granična vrednost od 440 kV prekoračena gotovo svakodnevno, sa zabeleženim naponima do 450 kV.

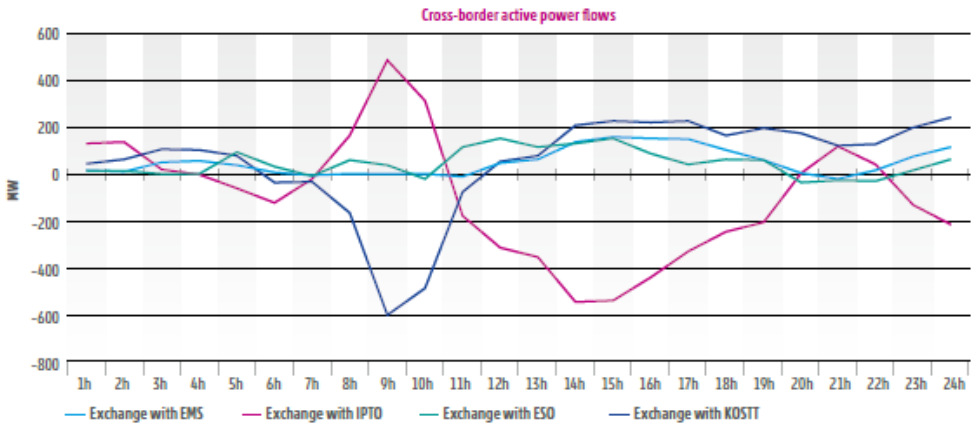


Slika 3 – Vrednosti napona na 400 kV sabirnicama u Severnoj Makedoniji od februara do 18. maja 2025 [1]

Praćena je i kapacitivna priroda svakog interkonektivnog DV-a tokom tromesečnog perioda do incidenta. Pregled interkonekcija pokazuje da na većini prekograničnih DV-a nema značajnih tokova reaktivne snage. Izuzetak je interkonekcija 400 kV Bitola (S. Makedonija) – Meliti (Grčka), što se može objasniti injektiranjem električne energije iz TE Bitola u 400 kV mrežu. Izbegavanje relevantnih razmena reaktivne snage između mreža susednih OPS-a znači da potražnja za reaktivnom snagom na dve duge 400 kV interkonekcije: Štip (S. Makedonija) – C. Mogila (Bugarska) i Dubrovo (S. Makedonija) – Solun (Grčka) dodatno negativno utiče na mrežu Severne Makedonije. Tokom noći, kada je opterećenje u celom regionu nisko i skoro se ne prenosi aktivna snaga preko interkonekcija, ovaj efekat je još izraženiji i doprinosi visokim naponima u susednim TS-ma.

Pre poremećaja u sistemu, makedonski EES je uvozio energiju, sa ukupnim neto uvozom od oko 155 MW u 04:00 CEST (Central European Summer Time) i 151 MW u 05:00 CEST. Nakon incidenta, smer razmene se privremeno promenio i u 06:00 CEST sistem je izvozio približno 120 MW.

Takođe, praćeni su i tokovi aktivne snage između MEPSO-a i susednih OPS-a na dan incidenta (Sl. 4). Uprkos poremećaju u sistemu koji se dogodio rano ujutru, nije zabeležen prekid razmene električne energije na 400 kV interkonekcijama. Interni prenosni vodovi i interkonektivne veze ostali su u pogonu, obezbeđujući stabilnu razmenu energije i koordinaciju sistema tokom celog dana. Smer i veličina tokova snage odražavaju normalan regionalni rad, bez uočenih vanrednih odstupanja.



Slika 4 – Profil razmene aktivne snage sa susednim sistemima, 18. maj 2025 [1]

3.1 Dinamički razvoj poremećaja i razdvajanje mreže

Incident u EES-u Severne Makedonije 18. maja 2025. godine karakterisale su neuobičajene promene naponskog režima u 400 kV prenosnoj mreži, koje su na kraju dovele do razdvajanja 110 kV i 400 kV mreže. Sekvenca događaja odvijala se u periodu između 02:26 i 04:59 CEST, tokom kojeg je došlo do niza ispada elemenata izazvanih visokim naponom. Incident se razvijao postepeno kao posledica dugotrajnih visokih napona u 400 kV mreži. U periodu između 02:26 i 02:58 CEST došlo je do ispada TR-a u TS-ma Bitola i Skoplje 5, izazvanih delovanjem zaštite od prenapona.

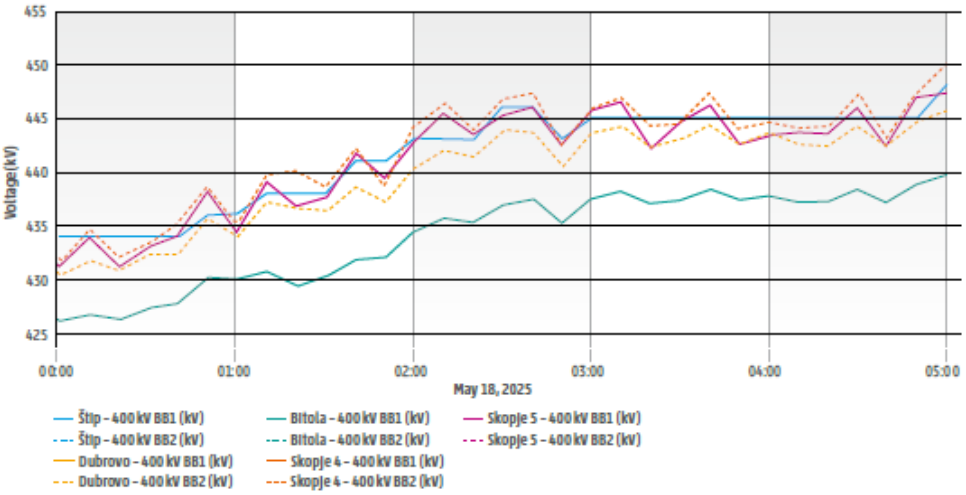
Situacija se dodatno pogoršala u 04:06 CEST, kada je iz pogona ispao TR 400/110 kV TS Štip. U cilju stabilizacije sistema pokušano je ponovno uključenje TR-a u TS Skoplje 5, kao i sinhronizacija dodatnih proizvodnih jedinica u HE Vrutok i HE Tikveš, ali ove mere nisu realizovane na vreme. U 04:59 CEST iz pogona je ispao i poslednji 400/110 kV (TR2 TS Skoplje 4), čime je došlo do potpunog razdvajanja 110 kV mreže od 400 kV prenosnog sistema.

Posledice ovog događaja bile su:

- gubitak napona u celokupnoj 110 kV mreži,
- ispad proizvodnih jedinica priključenih na 110 kV sistem,
- prekid napajanja svih 110 kV čvorišta.

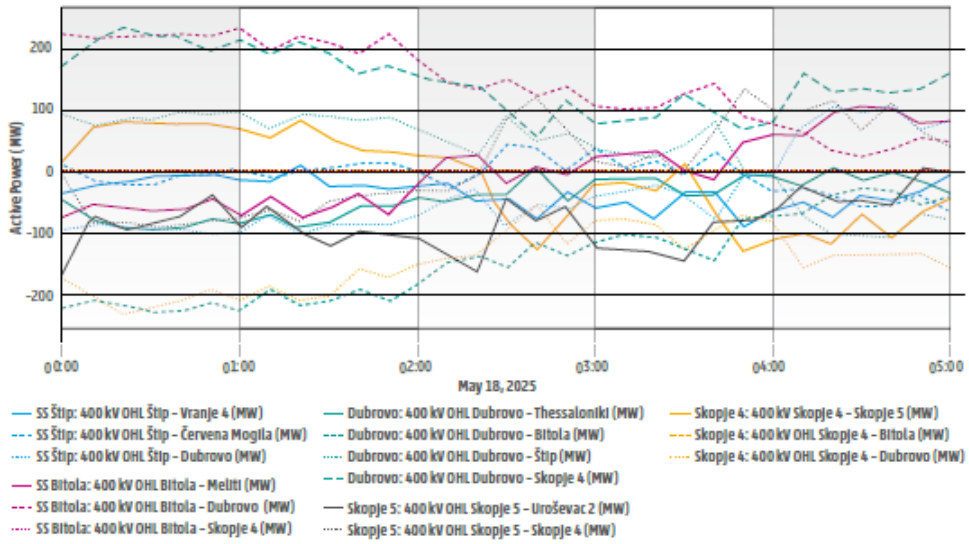
U tom trenutku 110 kV mreža ostala je povezana samo sa bugarskim sistemom preko DV-a Kriva Palanka – Skakavica, funkcionišući praktično kao izolovani deo sistema.

Analiza merenja napona pokazuje da je napon na 400 kV sabirnicama premašio 440 kV već oko 01:30 CEST, nakon čega je kontinuirano rastao sve do ispada TR-a (Sl. 5).



Slika 5 – Napon na 400 kV sabirnicama tokom pet sati [1]

Dok je reaktivna snaga na 400 kV vodovima uglavnom ostala nepromenjena tokom porasta napona, aktivna snaga na 400 kV vodovima se postepeno smanjivala (Sl. 6).



Slika 6 – Aktivna snaga na aktivnim 400 kV vodovima tokom pet sati

Što se tiče distributivnog dela mreže, ovaj incident je imao direktan i značajan uticaj iz sledećih razloga:

1. **Odvajanje 110 kV mreže od 400 kV prenosnog sistema**: TR-i 400/110 kV su se automatski isključili zbog visokog napona. Kao posledica toga, 110 kV sistem je bio potpuno odsečen od prenosnog sistema. Distributivne TS-e koje su se napajale sa 110 kV mreže nisu imale energiju za napajanje 35 kV i nižih nivoa, što je izazvalo masovni ispad napajanja na 35 kV i 10 kV i 0,4 kV mreži.
2. **Isključenja i zaštite**: Distributivne mreže na 35 kV su često opremljene automatizovanim zaštitama koje reaguju na nagle promene napona ili nestanak napajanja sa viših naponskih nivoa. Zbog propada napona na 110 kV, mnoge 35 kV TS-e su se automatski isključile radi zaštite opreme i potrošača.
3. **Ostrvski režim i lokalno napajanje**: U nekim regionima, gde je bilo moguće, 35 kV mreža je napajana iz lokalnih elektrana ili manjih vetro/hidro postrojenja u tzv. ostrvskom režimu, ali ovo je pokrilo samo mali deo potrošnje. Većina potrošača je ostala bez struje dok se prenosni sistem nije stabilizovao.
4. **Vremenski efekat:** Nestanak struje na 35 kV je trajao od nekoliko minuta do nekoliko sati, u zavisnosti od lokacije i brzine obnove napajanja sa 110 kV mreže. Obnova je išla postepeno, prvo na ključne potrošače, a potom na ostale delove mreže.

4 PROCES OBNOVE SISTEMA (RESTAURACIJA)

Plan odbrane EES-a MEPSO-a (u skladu sa zahtevima NC ER [4], prenetim u Nacionalni mrežni kodeks) definiše dve strategije ponovnog stavljanja pod napon: od dole ka gore (bottom-up) i od gore ka dole (top-down). Strategija od dole ka gore (bottom-up) podrazumeva ponovno napajanje delova prenosnog sistema bez spoljne pomoći, počevši od lokalne proizvodnje i postepeno uključujući više naponske nivoe. Strategija od gore ka dole (top-down) zahteva pomoć susednih OPS-a za ponovno napajanje delova MEPSO-ove mreže, počevši od interkonektivnog 400 kV nivoa prema nižim naponskim nivoima.

Tokom incidenta došlo je do isključenja svih 400/110 kV TR-a u prenosnoj mreži, što je izazvalo ispad 110 kV sistema koji je zahtevao postepenu obnovu kroz top-down strategiju. Prenosna 400 kV mreža, uključujući interkonektivne veze i interne DV-e, ostala je u funkciji. Zbog toga je primenjena top-down strategija, iako pomoć susednih OPS-a nije bila potrebna za ponovno napajanje 110 kV mreže.

Komunikacija sa susednim OPS-ima uspostavljena je radi provere stanja interkonektivnih DV-a. Nacionalni dispečerski centar mobilisao je deo dispečerskog tima putem mobilnog telefona kako bi nadoknadio kvarove telekomunikacione i IT opreme. Istovremeno, koordinacija sa dispečerskim centrom ODS-a obezbedila je informacije o stanju svih 110 kV TS-a. Sve ove procene i organizacione mere stvorile su neophodne uslove za početak obnove sistema.

Tokom procesa obnove primećeno je da reaktivna snaga teče iz susednih sistema EMS-a i KOSTT-a u 400 kV mrežu MEPSO-a preko interkonektivnih veza, što je doprinelo povećanju napona unutar MEPSO-ove kontrolne oblasti. Da bi se smanjili naponi i omogućila sinhronizacija 400/110 kV TR-a, obe 400 kV interkonekcije: Skoplje 5 (MEPSO) – Ferizaj (KOSTT) i Štip (MEPSO) – Vranje (EMS) bile su privremeno isključene. Ovom merom je postignuta stabilizacija napona unutar MEPSO mreže, a zatim je omogućena kontrolisana energizacija i sinhronizacija TS 400/110 kV, čime je sistem vraćen u normalno radno stanje.

Tokom incidenta, mehanizam balansiranja i obračun debalansa su suspendovani od 05:00 do 07:00 CEST. Ukupni debalans prenosnog sistema bio je 250 MWh u 110 kV mreži između 05:00 i 06:00 CEST, dok je u 400 kV mreži iznosio 140 MWh između 06:00 i 07:00 CEST. Do 07:00 CEST, sve tržišne aktivnosti su obnovljene, i svi učesnici na tržištu su nastavili sa radom prema svojim planovima proizvodnje energije, osim generatora Blok 1 u termoelektrani (TE) Bitola. Ovaj blok, priključen na 110 kV sabirnicu u TS Bitola 2 400/110 kV, ostao je van mreže do 19:47 CET zbog internih operativnih procedura za sinhronizaciju termo jedinice.

5 KLASIFIKACIJA INCIDENTA I REGULATORNI OKVIR

U skladu sa članom 15 regulative 2017/1485/EC [5] Evropske unije (EU) za rad prenosnog sistema, poznatije pod nazivom SO GL (Guideline on electricity transmission system operation), incident je podvrgnut formalnoj klasifikaciji prema metodologiji za ocenu ozbiljnosti incidenata [6] - ICS (Incident Classification Scale). Imajući u vidu kompleksnost događaja, osnovana je komisija sastavljena od stručnjaka kako bi sprovela detaljnu tehničku istragu. Istražni tim je analizirao uzroke i tok događaja, kao i mere koje su omogućile stabilizaciju i oporavak sistema. Na osnovu rezultata istrage, incident je svrstan u najviši nivo ozbiljnosti, pri čemu je ispunjen kriterijum blackout (OB3), koji se odnosi na gubitak više od 50 % potrošnje u kontrolnom području OPS-a ili potpuni nestanak napona u trajanju dužem od tri minuta, što zahteva aktivaciju planova obnove sistema. Ovakva klasifikacija potvrđuje da je došlo do značajnog poremećaja sa širokim posledicama po sistem, pri čemu su raspoložive korektivne mere bile nedovoljne za očuvanje normalnog režima rada [1], [6].

6 TEHNIČKE PREPORUKE I UNAPREĐENJE POSTOJEĆIH PRAKSI

U cilju unapređenja sigurnosti i pouzdanosti rada EES-a, neophodno je implementirati skup tehničkih mera koje obuhvataju više ključnih oblasti. Pre svega, potrebno je unaprediti upravljanje naponskim prilikama kroz optimizaciju regulacije napona i reaktivne snage, uz efikasnije korišćenje kompenzacionih uređaja i bolju koordinaciju regulatora napona na različitim naponskim nivoima, čime se obezbeđuje stabilan rad sistema u uslovima varijabilnih tokova snaga.

Dodatno, jačanje regionalne koordinacije između OPS-a predstavlja ključni preduslov za efikasno upravljanje poremećajima, posebno u kontekstu prekograničnih tokova snaga i zajedničkog delovanja u vanrednim situacijama, uz paralelno prilagođavanje planova odbrane sistema kroz reviziju postojećih scenarija, unapređenje automatizovanih zaštitnih šema i redefinisanje kriterijuma za aktiviranje mera odbrane. Poseban značaj ima unapređenje koordinacije između OPS-a i ODS-a, naročito kroz pravovremenu razmenu podataka i zajedničko upravljanje, što doprinosi povećanju ukupne otpornosti sistema.

Na osnovu operativnih iskustava iz prethodnog perioda, preporučuje se dalje unapređenje koordinisanih sigurnosnih analiza i kontinuirano poboljšanje kvaliteta mrežnih modela koje dostavljaju OPS-ovi, kao i proširenje skupa raspoloživih korektivnih mera kroz dodatna ulaganja u opremu za upravljanje tokovima aktivne i reaktivne snage te razvoj odgovarajućih tržišnih mehanizama.

Takođe, od značaja su češće unutardnevne analize, unapređenje analiza naponsko–reaktivnih prilika, uvođenje monitoringa uglova, kao i unapređenje krizne komunikacije. Posebna pažnja treba biti usmerena na unapređenje koordinisanog proračuna prekograničnih kapaciteta, uključujući približavanje proračuna realnom vremenu, proširenje zone opservabilnosti i jačanje uloge RSC/RCC-a, kako bi se smanjio uticaj kružnih tokova i odstupanja između planiranih i ostvarenih razmena. Konačno, od suštinskog značaja je integracija većeg udela obnovljivih izvora energije, jačanje sajber bezbednosti, kontinuirana obuka kadra, kao i dalji razvoj regulatornog okvira, čime se dugoročno obezbeđuje stabilan, siguran i održiv razvoj EES-a [2].

Imajući u vidu sve veću međuzavisnost prenosnih i distributivnih sistema, kao i rastuće učešće distribuiranih izvora energije, unapređenje OPS–ODS koordinacije predstavlja jedan od ključnih preduslova za očuvanje sigurnog i stabilnog rada EES-a, naročito u uslovima povećanog rizika od sistemskih poremećaja. Dodatno se preporučuje:

- unapređenje koordinacije zaštita između prenosne i distributivne mreže,
- revizija podešenja prenaponskih i podnaponskih zaštita u distributivnoj mreži,
- razvoj i koordinacija automatskih planova rasterećenja i APU šema,
- omogućavanje upravljanja reaktivnom snagom iz distribuiranih izvora energije,
- razmena podataka o radu distribuiranih izvora u bliskom realnom vremenu između ODS-a i OPS-a,
- razvoj zajedničkih OPS–ODS analiza naponsko–reaktivnih prilika,
- unapređenje observabilnosti distributivne mreže kroz dodatna merenja i monitoring itd.

Savremeni EES-i sa visokim udelom distribuiranih izvora energije zahtevaju znatno viši nivo integracije OPS i ODS funkcija nego što je to bio slučaj u tradicionalno organizovanim EES-ima.

7 ZAKLJUČAK

Incident koji je analiziran u ovom radu potvrđuje da problem visokih napona predstavlja jedan od ključnih izazova u savremenim, snažno povezanim EES-ima regiona JIE. Dugotrajno prisustvo prenaponskih stanja, naročito u periodima niskog opterećenja i ograničenih tokova aktivne snage, ukazuje na nedovoljnu raspoloživost i koordinaciju mera za upravljanje reaktivnom snagom, kao i na potrebu za boljim regionalnim pristupom regulaciji napona.

Posmatrani incident jasno pokazuje da lokalni problemi u naponskoj stabilnosti mogu eskalirati u sistemske poremećaje sa najtežim efektima, što dodatno naglašava značaj pravovremene razmene podataka, koordinisanog operativnog planiranja i zajedničkog delovanja OPS-a i ODS-a. Glavni uzrok incidenta ogleda se u kombinaciji dugotrajnog prenaponskog stanja, nedovoljnih kompenzacionih kapaciteta i neadekvatne dinamičke reakcije sistema, što je dovelo do isključenja ključnih elemenata i konačnog razdvajanja mreže. Identifikovane sistemske slabosti uključuju ograničene mogućnosti upravljanja naponom, nedovoljnu integraciju OPS–ODS koordinacije, kao i potrebu za unapređenjem modela i analiza u operativnom planiranju.

Dugoročno posmatrano, ovakvi događaji ukazuju na neophodnost jačanja otpornosti sistema kroz unapređenje regulacije napona, razvoj dodatnih fleksibilnosti, jačanje regionalne koordinacije i unapređenje procedura za upravljanje kriznim situacijama, kako bi se smanjila verovatnoća ponavljanja sličnih poremećaja i obezbedila stabilnost i sigurnost EES-a u regionu.

LITERATURA

[1] Grid Incident in North Macedonia on 18 May 2025, ICS Investigation Expert Panel, Factual Report.
[2] A. Krljaš, J. Jevremović, B. Knežević, T. Milovanović, K. Papić, M. Kontić, 2026, „Analiza kritičnih tokova snage i kršenja N-1 kriterijuma u prenosnoj mreži Jugoistočne Evrope: studija slučaja od 9. februara 2025. godine“ XXV međunarodni simpozijum Infoteh-Jahorina, mart 2026.
[3] Navigating Complexity: ROSC for a Resilient European Grid,https: //www.n-side.com/en [15.01.2026.]
[4] Commission Regulation (EU) 2017/2196 of 24 November 2017 establishing a network code on electricity emergency and restoration.
[5] Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.
[6] Incident Classification Scale, ENTSO-E, 2019.

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R3-09

INTEGRACIJA ADMS REŠENJA SA MODERNIM IT ARHITEKTURAMA: CLOUD vs. ON-PREM

INTEGRATION OF ADMS SOLUTIONS WITH MODERN IT ARCHITECTURES: CLOUD vs. ON-PREM

Željko ŽIVKOVIĆ, Schneider Electric doo Novi Sad, Republika Srbija*

KRATAK SADRŽAJ

U energetskom sektoru, pitanje izbora između Cloud i On-Premise okruženja za implementaciju sistema ADMS (Advanced Distribution Management System) postalo je jedno od najznačajnijih u procesu digitalne transformacije elektrodistributivnih kompanija. ADMS predstavlja centralni element upravljanja distributivnim mrežama, sa ključnom ulogom u optimizaciji rada, povećanju pouzdanosti i podršci operativnom odlučivanju. Ipak, način hostovanja ovog sistema značajno utiče na bezbednost, troškove, dostupnost i dugoročnu održivost. U radu se analiziraju prednosti i ograničenja Cloud i On-Premise modela implementacije ADMS, sa posebnim osvrtom na skalabilnost, regulatornu usklađenost, upravljanje podacima, integraciju sa SCADA i GIS sistemima, kao i aspekti cyber bezbednosti. Dodatna pažnja posvećena je hibridnim arhitekturama koje kombinuju ključne prednosti oba pristupa.U radu je dat sistematizovani prikaz tehničkih, organizacionih i ekonomskih kriterijuma relevantnih za izbor Cloud i On-Premise modela implementacije ADMS, kao i u identifikaciji faktora kojima se opisuje usklađenosti tehničkih prednosti i poslovne funkcionalnosti. Cilj rada je da posluži kao podrška donosiocima odluka u definisanju optimalne strategije implementacije ADMS,-a u kontekstu savremene digitalne transformacije elektrodistributivnih kompanija.

Ključne reči: ADMS, Cloud, Cyber bezbednost**,** Digitalna transformacija, On-Premises.

ABSTRACT

In the energy sector, the choice between Cloud and On-Premises environments for implementing an ADMS (Advanced Distribution Management System) has become one of the most significant questions in the digital transformation process of power distribution companies. ADMS represents the central element for managing distribution networks, playing a key role in optimizing operations, increasing reliability, and supporting operational decision-making. However, the hosting model of this system has a substantial impact on security, costs, availability, and long-term sustainability. This paper analyzes the advantages and limitations of Cloud and On-Premises implementation models for ADMS, with particular attention to scalability, regulatory compliance, data management, integration with SCADA and GIS systems, as well as aspects of cybersecurity. Additional focus is given to hybrid architectures that combine the key benefits of both approaches. The paper provides a systematic overview of technical, organizational, and economic criteria relevant to choosing between Cloud and On-Premises models for ADMS implementation, as well as identifying factors that enable alignment of technical advantages with business functionality. The goal of the paper is to serve as a support tool for decision-makers in defining the optimal ADMS implementation strategy within the context of modern digital transformation of power distribution companies.

Keywords: ADMS, Cloud, Cybersecurity, Digital Transformation, On-Premises.

1. UVOD

Napredni sistem za upravljanje distributivnom mrežom (ADMS – Advanced Distribution Management System) predstavlja integrisano softversko rešenje namenjeno kontroli, analizi i optimizaciji rada elektrodistributivne

* zeljko.zivkovic@se.com

mreže. ADMS ispunjava zahteve elektrodistributivnih kompanija širom sveta i obuhvata širok spektar funkcionalnosti.

Ovo se postiže kroz integrisanu softversku platformu koja objedinjuje SCADA, DMS, OMS i DERMS funkcionalnosti i dr. sa ciljem da omogući sveobuhvatnu kontrolu, nadzor i analizu elektrodistributivne mreže u realnom vremenu. Savremene elektrodistributivne mreže postaju sve kompleksnije zbog rasta potrošnje, veće prisutnosti distribuiranih energetskih resursa i zahteva za većom pouzdanošću, što prevazilazi mogućnosti tradicionalnih, odvojenih sistema upravljanja mrežom [1].

Ovaj rad obrađuje problem izbora optimalnog modela implementacije ADMS Cloud, On-Premise ili hibridnog rešenja jer taj izbor direktno utiče na troškove, performanse, bezbednost i dugoročnu održivost digitalne infrastrukture.

Digitalna transformacija elektroenergetskog sektora više nije opcija već nužnost, posebno zbog porasta potrošnje usled elektrifikacije transporta i povećanih potreba industrije, uključujući i zahtevne AI infrastrukture. Zato izbor načina implementacije ADMS postaje strateško pitanje koje utiče na agilnost, skalabilnost i bezbednost sistema [2].

U radu se ne porede samo osobine Cloud i On-Premise pristupa, već se uvodi jednostavan i primenljiv set kriterijuma za izbor optimalnog modela, koji omogućava kompanijama strukturisan i praktičan proces donošenja odluka. Time se, pored poređenja, dodaje i konkretna primenljiva vrednost [3].

Razvoj ADMS koncepata započeo je evolucijom SCADA, OMS i DMS rešenja, a ubrzanje nastaje nakon inicijativa američkog DOE i NREL projekata posle 2009. godine, koji su definisali potrebe integrisane platforme za upravljanje distributivnom mrežom unutar Smart Grid okvira [4] [5].

Istraživanja PNNL-a ukazuju da su ključni problemi dosadašnjih ADMS implementacija: kompleksnost integracije heterogenih sistema, neusklađeni modeli podataka, nedostatak standardizacije i velika razlika u zrelosti različitih distributivnih operatera. Zbog toga manje od 50 američkih komunalnih preduzeća ima razvijene ili delimično razvijene ADMS platforme, uprkos tome što su konceptualno prepoznate kao ključne za modernizaciju mreže [3].

Ranija istraživanja detaljno obrađuju tehničku evoluciju od DMS ka ADMS-u, ali retko se bave pitanjem koji model implementacije (Cloud, On-Premise ili hibrid) je najpogodniji u zavisnosti od tehničkih, ekonomskih i bezbednosnih zahteva [3] [4].

Ovaj rad predlaže:

- Detaljnu komparativnu analizu Cloud i On-Premise modela implementacije ADMS-a.
- Jednostavan i primenljiv set kriterijuma za izbor, koji pomaže kompanijama da na jasan način procene koji model najviše odgovara njihovim potrebama.
- Razmatranje hibridnog modela kao prelaznog ili optimalnog rešenja.
- Evaluaciju ekonomskih efekata (CAPEX → OPEX), nivoa cyber bezbednosti, skalabilnosti i operativnih benefita.

Na ovaj način rad popunjava prazninu u dosadašnjoj literaturi, pružajući praktičan i upotrebljiv metodološki okvir koji u prethodnim istraživanjima nije obuhvaćen.

Implementacija optimalnog modela ADMS-a donosi vidljiva unapređenja u efikasnosti distributivne mreže, uz smanjenje operativnih rizika i brže vraćanje sistema u normalan rad nakon poremećaja. Time se obezbeđuje efikasnije upravljanje mrežom i brži povrat uloženih sredstava, što je potvrđeno u industrijskim studijama savremenih ADMS rešenja [4] [5].

Cloud modeli dodatno smanjuju početne troškove i omogućavaju veću fleksibilnost, dok On-Premise pristupi pružaju potpunu kontrolu nad infrastrukturom. Hibridna rešenja predstavljaju uravnotežen izbor za organizacije sa visokim zahtevima za bezbednost i kontinuitet rada [4] [5].

2. CLOUD ARHITEKTURA ZA SISTEME NAPREDNOG UPRAVLJANJA DISTRIBUCIJOM ELEKTRIČNE ENERGIJE

Prema definiciji Nacionalnog instituta za standarde i tehnologiju (NIST), cloud infrastruktura predstavlja skup fundamentalnih računarskih resursa, uključujući mreže, servere, skladišne sisteme i softverske servise, koji zajednički obezbeđuju fleksibilno, deljivo i operativno efikasno IT okruženje namenjeno isporuci cloud usluga. Ovi resursi se organizuju u homogen bazen kapaciteta iz kojeg se mogu dinamički dodeljivati i oslobađati u skladu sa trenutnim potrebama korisnika, pri čemu se pristup obezbeđuje putem standardizovanih mehanizama i mrežnih

servisa.Cloud infrastruktura počiva na širokoj dostupnosti mrežne konekcije i visokom stepenu automatizacije upravljanja resursima, što omogućava brzu elastičnost sistema, transparentno merenje korišćenja resursa i minimalnu potrebu za direktnim rukovanjem fizičkom infrastrukturom [2].

Cloud arhitektura donosi niz značajnih prednosti u domenu modernih upravljačkih i analitičkih softverskih sistema, naročito u uslovima ubrzane digitalizacije i povećane kompleksnosti elektroenergetskih mreža. Savremeni sistemi generišu velike količine podataka, čija se obrada mora odvijati pouzdano i u realnom vremenu, što postavlja visoke zahteve pred infrastrukturom koja te procese podržava.

Cloud arhitektura u kontekstu naprednih sistema za upravljanje distribucijom električne energije predstavlja privlačnu opciju za operatore koji teže većoj agilnosti, bržoj skalabilnosti i pojednostavljenom modelu održavanja. U okruženjima gde se opterećenja dinamično menjaju, kao što su distributivne mreže sa visokim učešćem distribuiranih energetskih resursa, cloud rešenja omogućavaju jednostavno proširivanje kapaciteta i brzo pokretanje dodatnih okruženja neophodnih za analitiku, simulacije i upravljanje povećanim obimom podataka. Ovo je posebno značajno za operatere koji implementiraju AI-podržane funkcije, napredne prognostičke modele i real-time analitičke servise za podršku donošenju odluka.

Osnovu ADMS sistema čini arhitektura koja može biti modularna, hibridna ili zasnovana na mikroservisima, pri čemu cloud okruženje omogućava optimalno raspoređivanje komponenti u zavisnosti od njihovih performansnih i bezbednosnih zahteva. Operativno upravljanje mrežom implementira se kroz sveobuhvatne funkcionalnosti za nadzor, kontrolu i optimizaciju, uključujući upravljanje prekidima, tokovima energije i stanjem mreže u realnom vremenu. Ovakav pristup obezbeđuje tačnu i pravovremenu reakciju u različitim operativnim scenarijima.

Interoperabilnost sistema koja predstavlja jednu od ključnih prednost, omogućava se korišćenjem međunarodnih standarda kao što su Common Information Model (CIM), International Electrotechnical Commission (IEC) standardi i sl. čime se obezbeđuje efikasna razmena podataka između različitih delova informacionog i operativnog okruženja. Napredni nivoi automatizacije postižu se integracijom tehnika veštačke inteligencije i mašinskog učenja, što omogućava prediktivne analize, optimizaciju rada mreže i donošenje operativnih odluka zasnovanih na podacima.

U domenu bezbednosti, sistem uključuje napredne mehanizme cyber bezbednosti, zasnovane na principima „secure by design“, sa posebnim naglaskom na kontrolu identiteta i pristupa, segmentaciju mreže, zaštitu komunikacionih protokola i kontinuirano praćenje potencijalnih bezbednosnih incidenata i anomalija od strane provajdera.

Cloud modeli takođe značajno rasterećuju interne tehničke timove. Održavanje, bezbednosne zakrpe, nadogradnje i briga o fizičkoj infrastrukturi prelaze na provajdera, čime se resursi unutar distribucione kompanije mogu usmeriti na strateške aktivnosti kao što su razvoj mrežnih modela, optimizacija procesa upravljanja kvarovima i unapređenje kvaliteta snabdevanja. Dodatna vrednost ogleda se u dostupnosti sistema sa udaljenih lokacija, što je od posebnog značaja za operativne centre koji funkcionišu u više administrativnih zona ili u modelima sa distribuiranim timovima.

Još jedna od ključnih prednosti cloud pristupa jeste skalabilnost, koja omogućava dinamičko prilagođavanje resursa trenutnim opterećenjima i operativnim potrebama. Na ovaj način obezbeđuje se stabilna i efikasna obrada varijabilnih količina podataka bez fizičkih ograničenja tradicionalne infrastrukture.

Cloud infrastrukturni model obezbeđuje i visoku fleksibilnost, kako u pogledu razvoja i integracije novih funkcionalnosti, tako i u pogledu usklađivanja sa regulatornim zahtevima. Zahvaljujući standardizovanim servisima i bogatom ekosistemu alata, sistemi se jednostavnije povezuju sa drugim platformama i brže prilagođavaju promenama u operativnom okruženju [6].

Sa aspekta kontinuiteta rada, cloud arhitekture mogu ponuditi visok nivo otpornosti. Ugrađena redundansa, automatski failover mehanizmi i geografski distribuirana infrastruktura doprinose pouzdanom oporavku sistema u slučaju većih incidenata. Ova svojstva su izuzetno važna za ADMS, jer prekid dostupnosti ovih sistema može imati neposredne posledice na operativno upravljanje mrežom i sigurnost snabdevanja.

Posebno važna prednost jeste značajno smanjenje kapitalnih troškova (CAPEX), jer prelaskom na cloud nestaje potreba za nabavkom, instalacijom i održavanjem lokalne fizičke infrastrukture. Umesto toga, troškovi se preusmeravaju u operativne troškove (OPEX), gde se resursi plaćaju prema stvarnoj potrošnji. Ovakav model omogućava efikasnije planiranje budžeta i bržu implementaciju novih sistema.

Ipak, cloud pristup nosi određene izazove u kontekstu ADMS-a. Određena ograničenja koja moraju biti pažljivo razmotrena. Pre svega, zavisnost od internet konekcije predstavlja kritičan faktor, jer dostupnost, stabilnost i performanse sistema u potpunosti zavise od kvaliteta mrežne infrastrukture kroz koju se pristupa cloud resursima.

Svaki poremećaj u vezi, bilo u vidu prekida ili degradacije propusnog opsega, može direktno uticati na rad aplikacija i pristup podacima.

U sektorima sa striktnim pravilima čuvanja i obrade podataka potrebno je pažljivo razmotriti regulatorne zahteve, posebno ukoliko se podaci skladište van jurisdikcije operatora. Takođe, zavisnost cloud rešenja od stabilne i dostupne komunikacione infrastrukture može predstavljati ograničenje u regionima sa niskom kvalitetom konektivnosti, što može uticati na latenciju i pouzdanost kritičnih funkcionalnosti.

Pored ovih aspekata, prelazak na cloud poseduje i nove rizike u oblasti cyber bezbednosti, koja obuhvata zaštitu digitalnih sistema, podataka i komunikacionih kanala od neovlašćenog pristupa, napada i zloupotreba. Šira izloženost internetu povećava potrebu za naprednim mehanizmima zaštite, uključujući strogo upravljanje identitetima i pristupima, Jasno definisanje modela podeljene odgovornosti između korisnika i cloud provajdera predstavlja ključni element održavanja odgovarajućeg nivoa zaštite.

Dodatni izazov predstavljaju regulatorni zahtevi, naročito u sektorima sa strogo definisanim pravilima o skladištenju, obradi i lokalizaciji podataka. U takvim uslovima neophodno je obezbediti potpunu usklađenost sa važećim propisima, pravilno odabrati geografske lokacije cloud provajdera i primeniti odgovarajuće mehanizme zaštite koji omogućavaju poštovanje lokalnih i međunarodnih standarda.

Bez obzira na ove izazove, cloud arhitektura predstavlja racionalan izbor za ADMS u situacijama gde su prioritet brza skalabilnost, brz pristup analitičkim servisima, fleksibilno upravljanje resursima i smanjenje opterećenja internog IT sektora. Organizacije koje uvode nove digitalne funkcije, upravljaju nestabilnim ili teško predvidivim opterećenjima, ili imaju potrebe za paralelnim razvojnim i testnim okruženjima, značajno profitiraju od cloud pristupa. U takvim slučajevima cloud model omogućava brže uvođenje funkcionalnosti, efikasnije upravljanje dinamikom podataka i veću operativnu agilnost unutar celokupnog ADMS ekosistema [5].

Sve ove karakteristike ukazuju da cloud arhitektura, uprkos brojnim prednostima u pogledu performansi, fleksibilnosti i ekonomičnosti, zahteva sveobuhvatnu analizu i pažljivu procenu ograničenja kako bi implementacija bila pouzdana, usklađena i bezbedna.

U skladu sa prethodnim razmatranjima o prednostima i ograničenjima cloud arhitekture, primer savremenog sistema za upravljanje distributivnom mrežom može se posmatrati kroz skup funkcionalnosti koje ovaj tip rešenja treba da obuhvati kako bi zadovoljio operativne, regulativne i tehnološke zahteve modernog elektroenergetskog okruženja. Sistem se projektuje tako da koristi cloud platformu kao osnovu za skalabilnost, dostupnost i integraciju distribuiranih komponenti, dok se ključne funkcionalnosti obezbeđuju kroz modularno projektovane servise povezane u jedinstvenu celinu.

3. ON-PREMISE ARHITEKTURA ZA SISTEME NAPREDNOG UPRAVLJANJA DISTRIBUCIJOM ELEKTRIČNE ENERGIJE

On-premises (lokalna) IT infrastruktura je model u kome se svi informacioni resursi uključujući servere, mrežnu opremu, skladišne sisteme, aplikacije i servise nalaze i upravljaju unutar fizički kontrolisanog okruženja organizacije. Organizacija je u potpunosti odgovorna za instalaciju, konfiguraciju, operativno upravljanje, održavanje, sigurnost i raspoloživost svih komponenti.U ovom modelu, kapacitet, skaliranje, operativne aktivnosti i sigurnosne prakse direktno zavise od internih resursa i procedura organizacije, dok su upravljanje i nadzor nad infrastrukturom isključivo interna obaveza [2].

Ovaj tip arhitekture je još uvek najzastupljeniji. Kao deo takve arhitekture, on-premises model implementacije podrazumeva da se svi ključni ADMS resursi serverska infrastruktura, aplikaciona logika, baze podataka, integracioni servisi i real-time procesni moduli nalaze i izvršavaju unutar fizički zaštićenog data centra operatora distribucionog sistema, što je u skladu sa zahtevima za pouzdanost, nisku latenciju i zaštitu kritične infrastrukture istaknutim u tehničkoj literaturi i industrijskim praksama [5] .

U takvom okruženju, ADMS funkcioniše kao objedinjena platforma koja integriše više ključnih podsistema tj. Funkcionalnosti koje zahtevaju obradu podataka u realnom vremenu i kontinuiranu povezanost sa terenskim uređajima, što je jasno naglašeno u opisima ADMS arhitektura i operativnih zahteva u dostupnim tehničkim materijalima [7].

U skladu sa standardizovanom terminologijom, ADMS je deo integrisanog IT/OT (Informaciono Operacione Tehnologije) sistema. IT sloj obuhvata informacione servise, skladišta podataka, komunikacione servise, aplikativnu logiku i analitičke funkcije, dok OT sloj obuhvata operativnu opremu i sisteme za direktno upravljanje i nadzor fizičkih elemenata elektrodistributivne mreže. Ovakva integracija omogućava da procesi planiranja,

nadzora i kontrole mreže, zasnovani na IEC 61968/61970 interfejsima i modelima, budu usklađeni sa realnim operativnim funkcijama OT domena.

Studije i praktična iskustva ukazuju da ADMS sistemi najčešće zahtevaju nisku latenciju, visoku dostupnost i lokalnu obradu podataka, zbog čega se u praksi implementiraju lokalno, unutar infrastrukturnog okruženja operatora [4]. Takva implementacija obezbeđuje stabilnu i direktnu vezu sa OT uređajima i internim informacionim servisima, omogućavajući potpunu kontrolu nad kritičnim procesima.

Referentne arhitekture potvrđuju da se ADMS tipično izvršava u data centrima korisnika, sa direktnom povezanošću na OT mrežu i terensku opremu, što dodatno naglašava preovlađujući on-premises model u realnim implementacijama. Ovaj pristup je posebno pogodan za okruženja gde su determinističke performanse, niska latencija i neposredna kontrola nad mrežnim resursima ključni za efikasno upravljanje. U elektrodistributivnim sistemima, gde se ADMS integriše sa SCADA sistemima, telekomunikacionim vezama i automatizacijom na terenu, fizička blizina infrastrukture omogućava brže i pouzdanije reagovanje u kritičnim situacijama [4].

Bezbednost predstavlja dodatni presudan faktor. Operatorima je neophodna interna kontrola pristupa, segmentacija mrežnih zona i striktno definisane bezbednosne politike, posebno u domenu kritične infrastrukture. On-premises arhitektura omogućava precizno usklađivanje sa regulatornim zahtevima energetskog sektora, čime se minimizira rizik od kompromitovanja poverljivih podataka [6].

Sa finansijskog aspekta, lokalna rešenja su posebno isplativa organizacijama sa stabilnim i predvidivim operativnim obrascima, jer kapitalne investicije postepeno donose vrednost tokom dugog životnog ciklusa elektroenergetske opreme i postojećih integracija.

Iako on-premises model zahteva snažan interni tehnički tim i viši nivo održavanja, prednosti u domenu kontrole, pouzdanosti, latencije i usklađenosti sa specifčnim operativnim zahtevima čine ga optimalnim izborom za ADMS u scenarijima gde su sigurnost, kontinuitet i tačnost upravljanja distributivnim mrežama prioritet. Zbog toga on-premises arhitektura predstavlja ključni temelj stabilnog i predvidivog rada ADMS sistema.

On-premises implementacija ADMS-a donosi nekoliko ključnih prednosti za operatore distribucije. Pre svega, omogućava potpunu kontrolu nad podacima i visok nivo lokalne bezbednosti, jer se svi operativni i telemetrijski podaci obrađuju unutar data centra operatora, uz internu primenu politika zaštite i sigurnosnih mehanizama prilagođenih kritičnoj infrastrukturi. Ovakav pristup je u skladu sa operativnim zahtevima ADMS-a koji se oslanja na pouzdano lokalno procesiranje u realnom vremenu. Dodatno, on-premises model olakšava usklađenost sa regulatornim zahtevima koji se odnose na energetsku bezbednost, suverenitet podataka i zaštitu infrastrukture, budući da se sistem nalazi u potpunosti pod kontrolom operatora, što je potvrđeno i kroz prikaze operativnih i arhitektonskih rešenja ADMS implementacija.

Sa druge strane, ovaj model nosi i određena ograničenja. Najpre, visoki troškovi održavanja predstavljaju značajan izazov, jer on-premises ADMS zahteva kontinuirane investicije u serverske resurse, komunikacionu infrastrukturu i tehničku podršku, što je dokumentovano u industrijskim analizama koje ukazuju na složenost i zahtevnost održavanja ovakvih sistema [9].

Takođe, ograničeni kapaciteti lokalne infrastrukture mogu predstavljati prepreku za njeno pravovremeno proširivanje i prilagođavanje sve složenijim zahtevima savremenih distribucionih sistema, naročito usled porasta obima operativnih podataka, intenzivnije integracije distribuiranih energetskih resursa (DER) i potrebe za implementacijom naprednih aplikativnih funkcionalnosti u okviru ADMS okruženja. Ovakvi infrastrukturni i tehnološki izazovi dosledno su navedeni u tehničkim analizama koje procenjuju zrelost i razvojne domete ADMS platformi, ukazujući da ograničena skalabilnost predstavlja jedno od ključnih razvojnih ograničavača [4].

4. HIBRIDNA ARHITEKTURA ZA SISTEME NAPREDNOG UPRAVLJANJA DISTRIBUCIJOM ELEKTRIČNE ENERGIJE

Hibridna arhitektura predstavlja model implementacije ADMS sistema u kojem se kombinovano koriste on-premise resursi i cloud servisi, sa ciljem postizanja optimalnog balansa između performansi u realnom vremenu, mogućnost povećanja kapaciteta, bezbednosti i fleksibilnosti sistema [2].

Ovaj pristup je nastao kao odgovor na potrebe tržišta a uzimajući u obzir benefite prethodno pomenuta oba modela.. Hibridni pristup znači da se najkritičnije funkcije one koje moraju raditi brzo, biti stalno dostupne i direktno povezane sa OT sistemima (kao što su sistemi za upravljanje mrežom u realnom vremenu i telemetrija)

zadržavaju u lokalnom data centru. Istovremeno, sve komponente koje zahtevaju veću procesnu snagu, analitiku, proširivost ili jednostavniju saradnju premeštaju se u cloud, gde takve potrebe mogu efikasnije da se zadovolje. Ovo su trenutne preporuke svih globalnih SaaS predstavnika ADMS a na tržištu.

U hibridnoj arhitekturi, ADMS funkcioniše kao distribuirani sistem u kojem se IT/OT (Information Technology / Operational Technology) operativni sloj zadržava u lokalnom okruženju kako bi se obezbedila pouzdanost, sigurnost i usklađenost sa zahtevima za upravljanje kritičnom infrastrukturom. Lokalni sistemi izvršavaju funkcije koje zahtevaju nisku latenciju i direktnu integraciju sa OT okruženjem, kao što su SCADA, DMS funkcije i drugi real-time operativni zadaci.

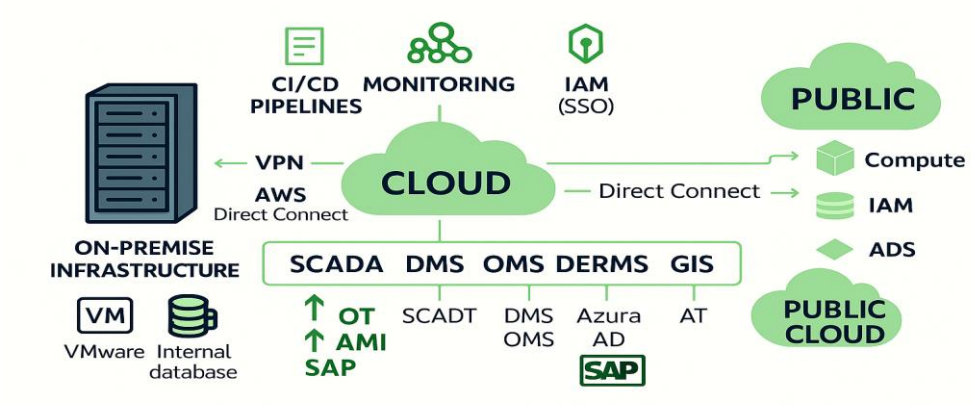
Istovremeno, cloud platforme preuzimaju komponente koje zahtevaju veću procesnu snagu i prilagodljivost zahtevima sistema za naprednu analitiku, AI/ML (Artificial Intelligence / Machine Learning) modele, digitalne blizance, obradu velikih količina podataka i dugoročno skladištenje. Ovako postavljen model kombinuje prednosti oba okruženja: stabilnost i bezbednost lokalnih operacija, kao i fleksibilnost i efikasnost cloud servisa.

Hibridna arhitektura omogućava dinamičku raspodelu opterećenja, efikasno skaliranje resursa i brzu integraciju novih funkcionalnosti, uz zadržavanje pune kontrole nad kritičnim podacima. Ovakav pristup postao je široko primenjivan u elektroenergetskom sektoru, naročito zbog porasta DER (Distributed Energy Resources), potrebe za naprednom analitikom i primenom planerskih, optimizacionih i prediktivnih servisa u modernim distributivnim mrežama.

Dodatni podsticaj za primenu hibridnih ADMS arhitektura dolazi iz savremenog evropskog regulatornog okvira, koji snažno utiče na način obrade i skladištenja podataka u elektroenergetskim sistemima. Evropske politike za digitalizaciju energetskog sektora ističu da je važno da sistemi međusobno mogu da sarađuju, da budu dobro zaštićeni od cyber pretnji i da operateri imaju potpunu kontrolu nad ključnim infrastrukturnim podacima [10].

Zbog toga se od energetskih operatera očekuje da kritične funkcije zadrže u svom lokalnom okruženju, dok se napredna analitika i servisi koji mogu lako da rastu i šire premeštaju u cloud. Istovremeno, propisi poput revidirane Direktive o energetskoj efikasnosti (EED) uvode strože zahteve za transparentnost i energetsku efikasnost data centara, čime podstiču razvoj optimizovanih i fleksibilnih IT modela karakterističnih za hibridne arhitekture. Dodatna ograničenja u vezi sa obradom osetljivih podataka i korišćenjem AI u real-time mrežnim sistemima, definisana kroz GDPR i EU AI Act, dodatno učvršćuju hibridni pristup kao regulatorno najizvodljivije rešenje koje spaja lokalnu sigurnost i cloud sklabilnost u jedinstven operativni model [7].

Na Slici 1 prikazana je referentna arhitektura koja ilustruje uspostavljanje hibridnog okruženja kroz povezivanje lokalne on-premises infrastrukture sa zakupljenim Cloud resursima. Ovakva konfiguracija predstavlja logičan nastavak prethodno opisanih principa IT/OT integracije i u praksi se koristi kada je potrebno kombinovati stabilnost i kontrolu lokalnih sistema sa skalabilnošću i naprednim servisima koje obezbeđuje Cloud.



Slika 1. Primer organizacije Hibridne Arhitekture ADMS

Trenutno ovo predstavlja u većini situacija najprihvatljiviji model arhitekture. Ali treba imati u vidu i neke izazove koji su pred korisnikom. Evo samo nekih najočiglednijih koji mogu biti nedostatak u određenoj situaciji za korisnika:

- Složenost integracije – Hibridna arhitektura zahteva dodatnu koordinaciju između lokalnih IT/OT procesa i Cloud servisa kako bi se obezbedila stabilna i pouzdana komunikacija.
- Zavisnost od komunikacionih veza – Performanse sistema mogu varirati u zavisnosti od dostupnosti, propusnosti i stabilnosti veza između on-premises infrastrukture i Clouda.
- Dodatni bezbednosni zahtevi – Povezivanje sa eksternim Cloud okruženjem uvodi nove bezbednosne tačke koje zahtevaju stroge politike pristupa, segmentaciju i kontinuirani nadzor.
- Povećani operativni zahtevi za timove – Organizacija mora obezbediti kadar koji istovremeno razume on-prem tehnologije, Cloud servise i procese u OT okruženju.
- Kompleksnije upravljanje troškovima – Kombinovanje lokalne i Cloud infrastrukture može dovesti do većeg broja različitih stavki troškova koje treba nadzirati i optimizovati.
- Varijabilnost performansi Cloud servisa – Cloud aplikacije funkcionišu u nelinearnim, deljenim okruženjima, što može dovesti do povremenih razlika u odzivnosti i analitičkim rezultatima.
- Regulatorna i usaglašavajuća ograničenja – Korišćenje eksternih servisa zahteva dodatnu proveru usklađenosti sa propisima u domenu energetike, zaštite podataka i upravljanja kritičnom infrastrukturom.

5. FAKTORI KOJI UTIČU NA RAZVOJ ADMS ARHITEKTURA

Savremeni razvoj naprednih sistema za upravljanje distribucijom električne energije (ADMS) odvija se pod snažnim uticajem globalnih megatrendova koji oblikuju tehnološke i organizacione prioritete elektroenergetskog sektora. Među ključnim faktorima izdvajaju se ubrzana digitalizacija, klimatske promene, proces elektrifikacije i transformacija energetskih tržišta. Ovi trendovi uslovljavaju nastanak kompleksnijih, decentralizovanih i podatkovno intenzivnih distributivnih mreža, što postavlja nove zahteve prema arhitekturi ADMS rešenja [8].

Digitalizacija energetskih sistema dovela je do značajnog porasta obima i dinamičnosti podataka koji se obrađuju u realnom vremenu, uključujući podatke iz SCADA sistema, naprednih brojila, IoT uređaja i distribuiranih energetskih resursa. Takvo okruženje zahteva ADMS arhitekture koje su skalabilne, fleksibilne i sposobne da podrže analitičke modele visokog intenziteta podataka. Istovremeno, klimatske promene i povećana učestalost ekstremnih događaja nameću potrebu za unapređenjem otpornosti i pouzdanosti distributivnih sistema, što dodatno povećava važnost automatizacije i inteligentnog upravljanja mrežom.

Elektrifikacija transporta, grejanja i industrijskih procesa, uz intenzivnu integraciju obnovljivih izvora energije, povećava kompleksnost mrežnih tokova i potrebu za koordinacijom velikog broja distribuiranih resursa. Time se ADMS pozicionira kao centralna platforma za podršku energetskoj tranziciji, sa ključnom ulogom u balansiranju, dispečerskom upravljanju, analizi stanja mreže i prediktivnim funkcijama. Pored tehničkih faktora, na razvoj ADMS arhitektura utiču i ekonomski i organizacioni aspekti: rast troškova održavanja, nedostatak kvalifikovanog kadra i potreba za efikasnijim operativnim modelima.

U kontekstu navedenih trendova, izbor između cloud, on-premises i hibridne arhitekture direktno zavisi od tehničkih, ekonomskih, bezbednosnih i regulatornih faktora [10].

Cloud arhitekture omogućavaju visok nivo skalabilnosti i dostupnost naprednih analitičkih servisa, što ih čini pogodnim za okruženja sa naglašenom dinamikom podataka i potrebom za brzim razvojem funkcionalnosti. Model zasnovan na OPEX principu smanjuje početne troškove i ubrzava implementaciju, što predstavlja odgovor na ekonomske faktore kao što su ograničeni budžeti i potreba za efikasnijim upravljanjem IT resursima [8]. Međutim, cloud uvodi specifične zahteve u domenu bezbednosti i regulatorne usklađenosti, naročito u rizičnim ili visoko regulisanim sektorima, zbog čega se mora uzeti u obzir model „zajedničke odgovornosti“ [5].

On-premises arhitektura ostaje preferentno rešenje u slučajevima kada su niska latencija, deterministične performanse i potpuna kontrola nad podacima ključni faktori. Ovaj pristup je posebno relevantan u real-time segmentima sistema, kao i u organizacijama koje se suočavaju sa strogim regulatornim ograničenjima ili zahtevima za internu kontrolu podataka. S druge strane, povećani CAPEX troškovi i potreba za tehnički kvalifikovanim osobljem predstavljaju ograničenje, naročito u okruženjima u kojima su resursi ograničeni ili nestabilni.

U poslednjim godinama kao pragmatičan odgovor na kombinovane tehničke i organizacione faktore sve češće se pojavljuje hibridna arhitektura. Ona omogućava da se kritične real-time funkcije (npr. SCADA, zaštita, brze

kontrolne petlje) zadrže u lokalnoj infrastrukturi, dok se cloud koristi za funkcije koje zahtevaju obradu velikih količina podataka, dugoročno skladištenje, naprednu analitiku i AI modele. Ovakav pristup omogućava optimizaciju ukupnih troškova vlasništva, povećava fleksibilnost i smanjuje rizike koji proizlaze iz isključivo cloud ili isključivo lokalnog okruženja.

Razvoj ADMS arhitektura određen je međusobnim delovanjem tehničkih, ekonomskih, bezbednosnih i regulatornih faktora. Cloud arhitekture odgovaraju potrebama skalabilnosti i brzog razvoja funkcionalnosti, on-premises pristupi pružaju kontrolu i determinističke performanse, dok hibridni modeli omogućavaju najefikasnije usklađivanje ovih zahteva. Zbog toga se hibridna arhitektura sve više nameće kao optimalno i održivo rešenje u okruženjima u kojima su prisutni visoki zahtevi za pouzdanošću, fleksibilnošću i usklađenošću sa regulativom.

6. ZAKLJUČAK

Izbor odgovarajuće arhitekture za implementaciju ADMS sistema predstavlja jednu od ključnih strateških odluka svakog elektrodistributivnog operatora. Odluka mora biti zasnovana na jasnom razumevanju namene ADMS-a, tehničkim uslovima mreže, bezbednosnim zahtevima, finansijskim mogućnostima i dugoročnoj strategiji digitalizacije. Pre same odluke potrebno je definisati da li se ADMS koristi u punom kapacitetu real-time obrada, GIS integracija, upravljanje DER-om, napredna analitika i integracija IT sistema ili se uvodi samo deo funkcionalnosti, što direktno utiče na izbor arhitektonskog modela.

Nakon tehničkih razmatranja sledi finansijska analiza, odnosno odluka da li ADMS postaje deo kapitalne infrastrukture kroz on-premises model, ili se koristi kao usluga kroz pretplatnički (Cloud) model sa tekućim troškovima. U ovom procesu nužno je proceniti raspoloživost resursa, buduća opterećenja i potrebu za skalabilnošću.

Pre nego što se pristupi izboru vendora, neophodno je razmotriti glavne razlike između on-premises, Cloud i hibridne arhitekture, što je prikazano u Tabeli 1. Navedeni elementi performanse, bezbednost, finansijski modeli, skalabilnost, regulatorni uslovi i zahtevi operativnog rada predstavljaju osnovu na kojoj se može doneti informisana odluka o optimalnom modelu arhitekture.

Tabela 1. Glavne razlike On premises vs Cloud vs Hibrid arhitekturra [9]

Uporedna tabela: On-Premises vs. Cloud vs. Hibridna ADMS arhitektura			
Stavka	**On-Premises**	**Cloud**	**Hibridna**
Vlasništvo infrastrukture	U potpunosti u vlasništvu korisnika	U vlasništvu i upravijanja provajdera	Podeljeno vlasništvo: kritične komponente lokalno servisi cloud
Inicijalni trošak	Visoki kapitalni (CapEx)	Niži početni troškovi (OpEx)	Kombinacija oba modela
Bezbednost i uskladenost	Ograničena dostupnim fiizičkim resursima	Skalabilna i ugradena u cloudskom provajderdleperestited	Osetijive komponente OT ostaju lokalno - Segmentisan pristup
Latencija	Niska lokalna mreža	Zavisna od internet konekcija ka cloud	Optimizovana lokalna i cloud - edge pristup
SLA	Interna SLA politika	Provajder definiše SLA	
Održavanje i podrska	Lokalni IT tim zadužen	Provajder održava i nadograđuje sistem	Balans: ključne funkcije lokalno, analitika u oblaku
Troškovi licence	Jednokratne Licence	Pretplatni model	Kombinovani modeli licenciranja

Sagledaće se ključne razlike ova dva pristupa i na osnovu primera dati preporuke za preporuku koji odabrati shodno svim činjenicama.

Na osnovu prikazanih karakteristika može se zaključiti da hibridna arhitektura predstavlja trenutno najuravnoteženiji i najfleksibilniji pristup. Kombinuje ključne prednosti on-premises modela, kao što su niska latencija, determinističko ponašanje sistema i potpunu kontrolu nad osetljivim podacima, sa prednostima Cloud

okruženja koje omogućava skalabilnost, naprednu analitiku, lakše održavanje i brže uvođenje novih digitalnih servisa. Ovakav sistem omogućava da kritične real-time funkcije ostanu lokalno, dok se analitika, istorijski podaci i razvojna okruženja efikasno koriste u Cloud segmentu, što operaterima pruža značajnu operativnu i tehnološku prednost.

Ipak, postoje slučajevi u kojima se moraju izabrati i druga dva modela. On-premises arhitektura ostaje najprikladnije rešenje u okruženjima sa izrazito strogim regulatornim okvirima, visokim zahtevima za sigurnost podataka, ograničenom dostupnošću pouzdane komunikacione infrastrukture ili u situacijama kada real-time procesi imaju apsolutni prioritet. Sa druge strane, Cloud arhitektura može biti optimalna za operatore koji imaju potrebe za brzom skalabilnošću, velikim brojem analitičkih servisa, razvojnim okruženjima i smanjenjem opterećenja internog IT tima.

Na kraju, može se zaključiti da **hibridni model predstavlja najšire primenljivo rešenje**, ali da izbor arhitekture mora biti usklađen sa specifičnim operativnim, regulatornim i finansijskim uslovima svakog korisnika. Takav pristup obezbeđuje da ADMS bude implementiran na način koji maksimalno podržava pouzdanost, sigurnost i efikasnost upravljanja elektrodistributivnom mrežom, uz mogućnost daljeg tehnološkog razvoja i uvođenja naprednih digitalnih funkcija.

Ključno je naglasiti da izbor arhitekture predstavlja stratešku odluku korisnika i mora biti donet pre odabira vendora ADMS rešenja. Tek nakon što se definiše da li organizacija teži on-premises, cloud ili hibridnom modelu, moguće je odabrati vendora čija tehnologija i pristup najviše odgovaraju dugoročnim potrebama distributivnog sistema.

LITERATURA

[1] Schneider Electric official presentation of ADMS

[2] NIST (2011). *The NIST Definition of Cloud Computing (SP 800-145).* National Institute of Standards and Technology.

[3] Agalgaonkar, Y. P., Marinovici, C., Vadari, S. V., Schneider, K. P., & Melton, R. B. (2016). ADMS State of the Industry and Gap Analysis (PNNL-26361). Pacific Northwest National Laboratory. https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-26361.pdf (pristupljeno 14. mart 2026)

[4] National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2025, June 5). Advanced Distribution Management System (ADMS) – Utility and Grid Operator Resources for Future Power Systems Webinar Series (prezentacija). https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/93716.pdf (pristupljeno 11. mart 2026)

[5] U.S. Department of Energy (DOE). (2024, April). Distribution System Evolution. https://www.energy.gov/sites/default/files/202405/Distributed%20System%20Evolution%20April%202024_optimized.pdf (pristupljeno 14. mart 2026)
[6] Bennetts, C. (2025, October 12). What Is Advanced Distribution Management System? AEANET.
[7] https://digital-strategy.ec.europa.eu/en/policies/eu-policy-digitalisation-energy (pristupljeno 11. mart 2026)

[8] Schneider Electric, Universal Registration Document 2024: Group Strategy and Long-Horizon Market Analysis. Schneider Electric SE, 2024. Available: https://www.se.com. (pristupljeno 2. mart 2026)

[9] Scale Computing, Cloud vs. On-Premises. [Online]. Available: https://www.scalecomputing.com/resources/cloud-vs-on-premises. (pristupljeno 2. mart 2026)

[10] IEEE Power & Energy Society. (2020). IEEE PES Smart Distribution Systems: ADMS Functional Architectures and Deployment Models. IEEE.

Broj rada: R3-10

GEOGRAFSKI INFORMACIONI SISTEMI KAO TEMELJ ZA UPRAVLJANJE IMOVINOM I STRATEŠKO PLANIRANJE DISTRIBUTIVNIH SISTEMA

GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEMS AS A FOUNDATION FOR ASSET MANAGEMENT AND STRATEGIC PLANNING OF DISTRIBUTION SYSTEMS

Miloš Tadić, ODS Elektrokrajina, Bosna i Hercegovina
Aleksandar Bundalo, ODS Elektrokrajina, Bosna i Hercegovina

KRATAK SADRŽAJ

Efikasno upravljanje elektrodistributivnim sistemima direktno zavisi od kvaliteta evidencije mrežne infrastrukture i dostupnosti ažurnih tehničkih informacija u svakom trenutku. Ovaj rad detaljno analizira upotrebu geografskih informacionih sistema (GIS) kao primarne baze prostornih i tehničkih podataka koji su neophodni za funkcionisanje i razvoj moderne distribucije. Fokus istraživanja je na praktičnoj primjeni GIS tehnologija u preciznom mapiranju elektroenergetskih objekata, naprednom upravljanju imovinom i dugoročnom strateškom planiranju razvoja mreže. Kroz integraciju informacionih tehnologija, GIS omogućava inženjerima izvođenje složenih prostornih analiza kritičnih tačaka i optimizaciju planova preventivnog održavanja, čime se direktno utiče na značajno produženje životnog vijeka ključnih komponenti sistema. Dodatno, rad razmatra neophodnost stabilne telekomunikacione infrastrukture za potrebe prenosa i ažuriranja podataka prikupljenih sa terena u centralni sistem, čime se formira jedinstven informacioni okvir. Istražuje se kako potpuna digitalizacija tehničke dokumentacije putem GIS platformi olakšava rad terenskim ekipama i eliminiše nedostatke tradicionalnih papirnih rješenja pri intervencijama na mreži. Samim tim se potvrđuje da GIS predstavlja nezaobilazan informacioni temelj za stabilno funkcionisanje, zaštitu i ekonomsku održivost savremenih distributivnih sistema.

Ključne reči: GIS, Infrastruktura, Informacione tehnologije, Digitalizacija, Održivost

ABSTRACT

Efficient management of power distribution systems directly depends on the quality of network infrastructure records and the constant availability of up-to-date technical information. This paper provides a detailed analysis of the use of Geographic Information Systems (GIS) as the primary database for spatial and technical data essential for the operation and development of modern distribution. The research focus is on the practical application of GIS technologies in the precise mapping of electrical facilities, advanced asset management, and long-term strategic network development planning. Through the integration of information technologies, GIS enables engineers to perform complex spatial analyses of critical points and optimize preventive maintenance plans, which directly contributes to significantly extending the lifespan of key system components. Additionally, the paper considers the necessity of a stable telecommunications infrastructure for the purposes of transmitting and updating data collected from the field into the central system, thereby forming a unified informational framework. It explores how the complete digitalization of technical documentation via GIS platforms facilitates the work of field crews and eliminates the drawbacks of traditional paper-based solutions during network interventions. Consequently, it confirms that GIS represents an indispensable informational foundation for the stable operation, protection, and economic sustainability of modern distribution systems.

Keywords: GIS, Infrastructure, Information Technologies, Digitalization, Sustainability

UVOD

Danas se elektroenergetski sistemi nalaze u jeku najveće transformacije od svog nastanka. Pritisak dekarbonizacije, masovna integracija sistema obnovljivih izvora energije i sve veći zahtjevi za pouzdanošću

* Miloš Tadić mtadic335@gmail.com, Aleksandar Bundalo gisbundalo@gmail.com

napajanja postavljaju pred operatere distributivnih sistema kompleksne tehničke i ekonomske izazove. Upravo zato tradicionalne metode vođenja tehničke dokumentacije postaju neadekvatni. Ključni odgovor na ove izaove leži u digitalizaciji, gdje geografsko informacioni sistemi (GIS) zauzimaju centralno mjesto kao primarna platforma za integraciju prostornih i tehničkih parametara fizičke mrežne infrastrukture.

Po svojoj prirodi distributivna mreža predstavlja najrazuđeniji dio elektroenergetskog sistema. Upravljanje hiljadama kilometara vodova, brojnim transformatoskim stanicama i milionima mjernih mjesta nezamislivo je bez preciznog poznavanja njihove tačne lokacije i tehničkih karakteristika. Upravo zato GIS nije samo alat za vizuelno iscrtavanje mapa, on predstavlja relaciono-prostornu bazu podataka koja povezuje informacije o tome gdje se sredstvo nalazi sa podacima o tome šta to sredstvo predstavlja u funkcionalnom i tehničkom smislu.

Efikasno upravljanje imovinom (Asset Management) kao jedan od stubova ovog rada, podrazumjeva optimizaciju troškova i resursa tokom čitavog životnog vijeka opreme. Kroz integraciju GIS-a sa bazama podataka o radnim nalozima i podacima o kvarovima, omogućava se prelazak sa reaktivnog na plansko i preventivno održavanje. Prostornom analizom akumuliranih tehničkih podataka inženjeri mogu precizno identifikovati kritične zone mrežne infrastrukture i prioritetne tačke za rekonstrukciju, čime se direktno utiče na stabilnost i dugoročnu ekonomsku održivost sistema. Ovaj rad će analizirati ulogu GIS-a kao primarne baze tehničkih podataka, fokusirajući se na proces digitalizacije podataka i njenu primjenu u preciznom mapiranju mreže, optimizaciji preventivnog održavanja i dugoročnom strateškom planiranju razvoja distributivnog sistema.

1 GIS KAO INTEGRISANA BAZA PROSTORNIH I TEHNIČKIH PODATAKA

Implementacija GIS tehnologije u okviru elektrodistributivnih preduzeća transformiše način na koji podaci o mreži percipiraju i koriste. Umjesto statičnih šema koje služe isključivo za vizuelnu orijentaciju, savremeni GIS sistemi funkcionišu kao dinamičke baze podataka u kojima svaki element mreže definisan svojom preciznom lokacijom i setom tehničkih atributa. Da bi ovakav sistem postao operativan, neophodno je razumjeti procese digitalizacije postojeće dokumentacije, strukturu unutrašnjeg povezivanja podataka, kao i komunikacione kanale koji omogućavaju da ti podaci ostanu relevantni. Efikasnost sistema je direktno uslovljena preciznošću inicijalnog prikupljanja podataka i njihovom kasnijom strukturnom organizacijom unutar softverske platforme.

1.1 Digitalizacija mrežne infrastrukture i tehničke dokumentacije

Proces digitalizacije mrežne infrastrukture predstavlja prvi i najzahtjevniji korak u uspostavljanju funkcionalnog GIS-a. Tradicionalna tehnička dokumentacija koja se godinama oslanjala na papirne planove, skice i statične CAD crteže, često pati od neažurnosti i fizičke razdvojenosti od stvarnog stanja na terenu. Digitalizacija podrazumjeva transformaciju tih podataka u vektorske formate gdje svaki element mreže, bilo da je riječ o dalekovodu, podzemnom kablu ili trafostanici se transformiše u digitalni identitet kojem je u bazi podataka dodijeljen jedinstveni identifikator (ID), čime se omogućava njegovo praćenje i povezivanje sa svim tehničkim atributima.

Osnova za kreiranje ovih digitalnih slojeva je precizno prikuplanje i obrada podataka, ovaj proces se obično odvija kroz nekoliko ključnih faza:

- **Geodetsko snimanje i GPS/GNSS tehnologija:** Korištenje visokopreciznih satelitskih prijemnika omogućava određivanje koordinata objekata sa centimetarskom tačnošću. Kod podzemnih vodova, ovakav pristup osigurava da se podaci o njihovoj trasi i dubini položenosti trajno i precizno unesu u bazu podataka dok su vodovi još uvijek vidljivi, čime se formira vjerodostojna digitalna arhiva nevidljivog dijela mreže.

- **Vektorizacija i georeferenciranje postojećih planova:** Stari papirni planovi i analogne mape se skeniraju i podvrgavaju procesu georeferenciranja, postupku dodjeljivanja stvarnih geografskih koordinata rasterskoj slici. Nakon toga se vrši iscrtavanje (vektorizacija) linija i tačaka preko skenirane podloge kako bi se dobili digitalni slojevi koji se poklapaju sa stvarnim stanjem na mapi

- **Verifikacija i kontrola kvaliteta:** Svaki uneseni podatak mora proći strogu kontrolu, to podrazumjeva upoređivanje digitalnog modela sa podacima iz arhive i terensku provjeru tamo gdje postoje neslaganja. Posebna pažnja se posvećuje topološkoj ispravnosti, odnosno osiguravanju da su svi vodovi u sistemu pravilno povezani na čvorišta što je preduslov za kasnije mrežne analize

1.2 Relaciono-prostorna struktura podataka: povezivanje lokacije i atributa

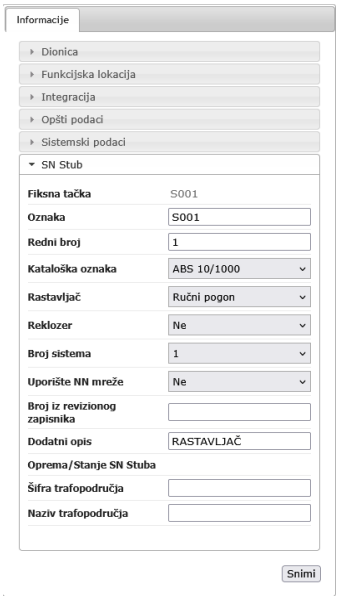
Suština geografskog informacionog sistema u elektrodistribuciji leži u njegovoj sposobnosti da u okviru jedinstvene baze podataka integriše geometrijske (prostorne) podatke sa opisnim (tehničkim) podacima. Dok tradicionalni CAD alati prepoznaju objekte isključivo kao grafičke simbole, GIS koristi relaciono-prostornu strukturu koja omogućava da svaki element mreže nosi bogat set informacija neophodnih za inženjerske analize.

Ova struktura se temelji na neraskidivoj vezi između dvije ključne kompnente svakog objekta:

- **Prostorna komponenta (geometrija i lokacija):** Definiše tačan položaj objekta u koordinatnog sistemu. Za jedan stub ova komponenta sadrži precizne X i Y (i opciono Z) koordinate, koje određuju njegovo mjesto na mapi i odnos prema okolnom terenu, objektima i drugim vodovima.

- **Atributativna komponenta (tehničke specifikacije):** Predstavlja tabelarni skup informacija koji je putem jedinstvenog identifikatora (ID) vezan za taj konkretno stub. Unutar ove baze za svaki objekat su definisani ključni parametri na primjer kao što su:

    - Materijal izrade i tip stuba (npr. armirano-betonski, čelično-rešetkasti ili drveni stub),
    - Godina ugradnje,
    - Ugrađena oprema na stubu,
    - Uzemljenje i njegova otpornost,
    - Vlasništvo i nadležna radna jedinica,
    - Pripadnost dalekovodu.



Slika – Primjer atributivne tabele za stub u GIS-u

Ovakva organizacija podataka omogućava da se prostorni upiti vrše nad tehničkim karakteristikama, na primjer: inženjer može jednim klikom na mapi dobiti kompletan „tehnički karton“ stuba, ili obrnuto iz baze podataka izdvojiti i vizuelno locirati sve stubove određenog materijala koji su ugrađeni prije više od 25 godina. Upravo ova veza između lokacije i detaljnih tehničkih specifikacija predstavlja osnovu za efikasno upravljanje imovinom i precizno planiranje preventivnog održavanja.

1.3 Uloga telekomunikacione infrastrukture u ažuriranju

Da bi Geografski informacioni sistem zadržao svoju upotrebnu vrijednost, on mora biti dinamičan i ažuran. Svaka promjena na terenu bilo da je riječ o zamjeni stuba ili polaganja novog kabla mora biti evidentirana u centralnoj bazi podataka u što kraćem vremenskom roku. Upravo ovdje ključnu ulogu igra telekomunikaciona struktura, koja služi kao most između terenskih ekipa i centralnog informacionog sistema.

Proces ažuriranja podataka se oslanja na nekoliko faktora:

- **Mobilni GIS i terenska prikupljanja:** Savremene terenske ekipe koriste prenosne uređaje (tablete ili pametne telefone) sa instaliranim GIS aplikacijama. Ove aplikacije omogućavaju monterima i inženjerima da na licu mjesta unose promjene u tehničke atribute ili ucrtavaju nove objekte, koristeći ugrađene GPS module za precizno pozicioniranje.

- **Prenos podataka u realnom vremenu:** Stabilna mobila mreža omogućava trenutnu sinhronizaciju podataka. Kada terenska ekipa završi intervenciju i unese podatke, ti podaci se preko sigurne VPN (Virtual Private Network) konekcije šalju direktno u centralni server. Time se eliminiše potreba za ručnim prepisivanjem papirnih zapisnika, čime se smanjuje mogućnost ljudske greške.

- **Značaj stabilne mreže pokrivenosti:** Efikasnost digitalnog ažuriranja direktno zavisi od kvaliteta telekomunikacionog signala, naročito u ruralnim ili teško dostupnim područjima. U situacijama slabije pokrivenosti, napredni GIS sistemi koriste offline režim rada, gdje se podaci lokalno pohranjuju na uređaju, a sinhronizacija sa centralnom bazom vrši se automatski čim se uspostavi stabilna veza.

Bez robusne telekomunikacione podrške GIS bi ostao statična arhiva koja brzo gubi korak sa stvarnim stanjem na mreži. Integracija stabilnih komunikacionih kanala osigurava da evidencija mrežne infrastrukture uvijek bude ažurna, što je i osnovni preduslov za kvalitetno operativno upravljanje i strateško planiranje distributivnog sistema.

2 PRIMJENA GIS-A U UPRAVLJANJU IMOVINOM I STRATEŠKOM PLANIRANJU

Upravljanje imovinom u kontekstu elektrodistributivnih sistema predstavlja kompleksan proces koji obuhvata planiranje, rad, održavanje i konačno rashodovanje elektroenergetskih objekata. U tradicionalnim sistemima ovi podaci su često bili izolovani u različitim tabelama ili papirnim arhivama. Uvođenjem GIS-a, imovina prestaje biti samo stavka u knjigovodstvu i postaje dinamički digitalni model realne mreže koja se ažurira u realnom vremenu.

Ključna prednost GIS-a ogleda se u mogućnosti postavljanja kompleksnih prostornih upita koji povezuju tehničke objekte sa njihovim neposrednim okruženjem. Dok konvencionalni informacioni sistemi pružaju samo numerički inventar, GIS omogućava identifikaciju specifinih elemenata koji su izloženi određenim rizicima. Na taj način geografski položaj direktno diktira prioritete u planovima održavanja i sanacije.

Primjena GIS-a omogućava integraciju sa drugim sistemima unutar preduzeća kao što su ERP (za finansijsko praćenje imovine) i SCADA (za praćenje parametara u realnom vremenu). Ovakva sinergija omogućava donošenje odluka zasnovane na dokazima, a ne na procjenama. Na primjer, upoređivanjem prostornih podataka o konfiguraciji terena sa istorijom kvarova iz SCADA sistema, može se utvrditi da dionice mreže koje prolaze kroz planinske prevoje sa učestalim mrazom i snažnim vjetrovima trpe znatno veća mehanička naprezanja. Na osnovu te korelacije, strateški plan nabavke se koriguje tako da se za te specifične dionice predviđaju provodnici većeg presjeka ili robusniji stubni izolatori, čime se preventivno eliminišu rizici od havarija u ekstremnim zimskim uslovima.

GIS takođe igra ključnu ulogu u transparentnosti poslovanja. Precizno mapirana imovina omogućava lakše rješavanje imovinsko-pravnih odnosa i dobijanja građevinskih dozvola, jer sistem sadrži tačne podatke o vlasništvu nad parcelama iznad kojih prolaze provodnici ili kroz koje su položeni kablovi. Time se značajno smanjuju pravni rizici i nepredviđeni troškovi tokom kapitalnih investicija.

2.1 Optimizacija preventivnog održavanja na osnovu prostorne analize

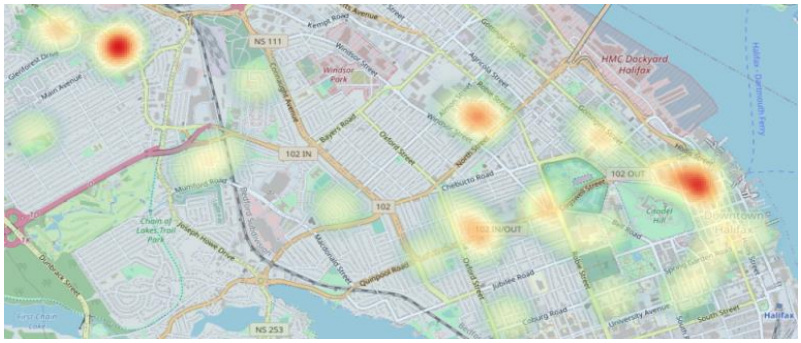
Tradicionalni koncepti održavanja elektroenergetske mreže decenijama su se zasnivale na reaktivnom pristupu ili na krutim cikličnim planovima koji podrazumjevaju servisiranje opreme u fiksnim vremenskim intervalim, bez obzira na njeno stvarno stanje. Ovakvi modeli su ekonomski neefikasni jer često dovode do nepotrebnih troškova na zdravim dijelovima sistema, dok kritični, a zanemarivi dijelovi ostaju podložni havarijama. Implementacija GIS-a omogućava radikalnu promjenu u pravcu održavanja zasnovanog na pouzdanosti. Glavni stubovi optimizacije preventivnog održavanja kroz primjenu GIS tehnologija su:

2.1.1 Identifikacija kritičnih tačaka putem vizualizacije istorije kvarova (Heat Maps)

GIS transformiše suve statističke podatke iz baze kvarova u dinamične prostorne modele. Koristeći algoritme za analizu gustine softver generište tzv. „toplotne mape“ koje jasno razgraničavaju zone visoke učestalosti ispada.

- **Analitička vrijednost:** Umjesto da inženjer analizira tabelu sa hiljadama redova, on na mapi vidi klastere kvarova koji se često podudaraju sa specifičnim mikorklimatskim uslovima (npr. povećana vlažnost ili udari vjetra)

- **Djelovanje:** Ovo omućava da se preventivni pregledi ne planiraju linearno po dužini voda, već ciljano na identifikovanim „vrućim tačkama“, čime se značajno podiže efikasnost radnih ekipa.



Slika 1 – Kako bi jedna „Heat Map“ izgledala u GIS-u

2.1.2 Upravljanje životnim ciklusom opreme i analiza dotrajalosti

Unutar GIS baze, svaki element mreže (npr. stub, transformator) posjeduje atribut o godini ugradnje i tehničkim karakteristikama. GIS omogućava napredno filtriranje i prostorni prikaz „starosti“ sistema.

- **Segmentacija imovine:** Inženjeri mogu izvršiti upit koji na mapi crvenom bojom markira, na primjer, sve drvene stubove starije od 25 godina ili uljne transformatore čija je snaga neadekvatna trenutnom opterećenju.

- **Prediktivni zamjenski ciklus:** Na osnovu ovih podataka, budžeti za investiciono održavanje se ne dodjeljuju nasumično, već se prioritet daje onim dionicama koje su premašile svoj projektovani životni vijek, čime se sprečavaju veći sistemski kvarovi prije nego što se dese.

2.1.3 Matrica rizika i prioritizacija

Umjesto proste analize okruženja, GIS omogućava kreiranje kompleksne matrice rizika za svaki objekat. Rizik se definiše kao prizvod vjerovatnoće kvara i ozbiljnosti posljedica tog kvara.

- **Vjerovatnoća kvara:** Izračunava se na osnovu starosti opreme, materijala i istorije incidenata.

- **Ozbiljnost posljedica:** GIS ovdje igra ključnu ulogu jer „zna“ koji se korisnici napajaju preko određene dionice. Ako dionica napaja bolnicu, školu ili ključna industrijska postrojenja, njen „prioritet održavanja“ automatski raste u odnosu na dionicu koja napaja nenaseljeno područje, čak i ako su tehnički u istom stanju.

- **Optimizacija resursa:** Ovakav pristup osigurava da se ograničeni ljudski i finansijski resursi fokusiraju tamo gdje će imati najveći efekat na stabilnost sistema i zadovoljstvo korisnika.

Uvođenjem ovih metoda, preduzeće prelazi iz stanja „gašenja požara“ u stanje strateškog upravljanja, gdje se svaka intervencija na terenu može opravdati tačnim prostornim i tehničkim podacima. Time se ne samo smanjuju operativni troškovi, već se i značajno produžava radni vijek postojeće infrastrukture, što direktno utiče na smanjenje kapitalnih rashoda.

2.2 Strateško planiranje razvoja i širenja distributivne mreže

Planiranje širenja elektroenergetske mreže u savremenom okruženju predstavlja jedan od najsloženijih izazova za inženjere i menadžment distributivnih preduzeća. Zahvaljujući GIS tehnologiji, ovaj proces prestaje biti zasnovan

na aproksimacijama i statičnim proračunima, te postaje precizna simulacija zasnovana na realnim parametrima. Ključni aspekti u kojima GIS donosi presudnu prednost pri strateškom planiranju su:

2.2.1 Prediktivna analiza opterećenja i demografskih trendova

GIS omogućava sinergiju između podataka o elektroenergetskoj mreži i eksternih izvora podataka, kao što su urbanistički planovi i demografski trendovi.

- **Prostorno predviđanje konzuma:** Povezivanje sa bazama podataka o građevinskim dozvolama i planiranoj stambenoj izgradnji, sistem može predvidjeti budući porast vršnog opterećenja na određenim geografskim lokacijama.

- **Analiza kapaciteta:** Inženjeri mogu vizualizovati nivo opterećenja postojećih trafostanica i vodova. Ukoliko GIS model pokaže da će planirani stambeni blok dovesti do preopterećenja postojećeg energetskog transformatora iznad njegovog kapaciteta, sistem automatski signalizira potrebu za rekonstrukcijom ili izgradnjom novog objekta prije nego što dođe do realnog zastoja.

2.2.2 Integracija obnovljivih izvora energije i „Smart Grid“ koncept

U eri energetske tranzicije, masovno priključenje malih solarnih elektrana i vjetroparkova stvara ozbiljne tehničke izazove u vidu oscilacija napona i promjene smjera toka energije u mreži.

- **Prostorna optimizacija lokacija:** GIS omogućava identifikaciju najpovoljnijih mikrolokacija za postavljanje obnovljivih izvora energije, uzimajući u obzir ne samo energetski potencijal, već i blizinu postojeće infrastrukture. Time se minimizuju gubici u prenosu i troškovi izgradnje novih vodova.

- **Simulacija uticaja:** Korišćenjem prostorno-tehničkih modela vrše se simulacije povratnih uticaja obnovljivih izvora energije na kvalitet električne energije. Ovo omogućava predviđanje opterećenja u realnom vremenu, što je ključni korak u transformaciji tradicionalne mreže u „pametnu mrežu“.

2.2.3 Geoprostorna optimizacija trasa i analiza troškova izgradnje

Određivanje trase novog dalekovoda ili podzemnog kabla u savremenom urbanom ili ruralnom okruženju predstavlja složen inženjerski i admnistrativni poduhvat. Više nije dovoljno samo povezati dvije tačke najkraćom linijom, neophodno je pronaći koridor koji je tehnički izvodljiv, zakonski utemeljen i ekonomski opravdan. GIS tehnologija ovdje služi kao centralni sistem za višekriterijumsku optimizaciju, omogućavajući projektantima da istovremeno sagledaju desetine različitih slojeva podataka koji direktno utiču na finalnu cijenu i brzinu realizacije projekta. Ključni faktori koji se integrišu kroz GIS platformu uključuju:

- **Pravni i imovinski odnosi:** Jedna od najvećih prepreka u širenju mreže su neriješeni imovinsko-pravni odnosi. Preklapanjem planirane trase sa ažurnim digitalnim katastrom, GIS omogućava identifikaciju svih vlasnika parcela na samom početku procesa. Sistem automatski markira parcele pod sporom ili one sa velikim brojem suvlasnika, što inženjerima omogućava da „zaobiđu“ administrativno teške dionice. Ovakva proaktivna vizueaizacija drastično skraćuje vrijeme potrebno za proces eksproprijacije i dobijanje građevinskih dozvola, što su često najduže faze u izgradnji infrastrukture.

- **Tehnička izvodljivost i prirodna ograničenja:** GIS vrši dubinsku analizu fizičkog prostora kroz koji trasa prolazi. Korištenjem digitalnih modela terena (DMT), precizno se analiziraju nagibi koji mogu otežati pristup mehanizaciji ili zahtijevati specifična statička rješenja za stubna mjesta. Takođe integracijom geoloških podloga, sistem identifikuje sastav tla, od mekane zemlje do tvrdog tla, što direktno utiče na vrstu iskopa i potrebnu zaštitu kablova.

- **Ekonomska evaluacija i upravljanje resursima:** Za svaku predloženu varijantu trase, GIS generiše detaljan izvještaj koji može da služi kao osnova za budžetiranje. Umjesto procjena, sistem na osnovu tačne geometrije i atributa elemenata (dužina provodnika, broj stubova, tip izolacije) može da kreira precizan predmjer i predračun radova. Ovo može da uključuje i procjenu troškova radne snage i transporta materijala do specifičnih koordinata na terenu. Ovakav pristup omogućava investitorima da porede više

rješenja na bazi jasnih finansijskih pokazatelja, birajući ono koje nudi najbolji odnos između inicijalnog ulaganja i dugoročne operativne sigurnosti.

- **Interfencija sa postojećom infrastrukturom:** U urbanim zonama, GIS je nezamisliv u detekciji konflikata sa drugim podzemnim instalacijama. Vizualizacijom svih instalacija eliminiše se rizik od fizičkog oštećenja tuđe imovine prilikom radova, što bi u suprotnom dovelo do neplaniranih troškova i pravnih sporova.

3 ZAKLJUČAK

Implementacija Geografskih informacionih sistema unutar elektrodistributivnih preduzeća više ne predstavlja tehnološki luksuz, već bazičnu infrastrukturnu potrebu u eri digitalne transformacije energetskog sektora. Kroz ovaj rad je pokazano da GIS služi kao centralni integracioni mehanizam koji povezuje prostorne podatke sa složenim tehničkim atributima, pretvarajući pasivnu tehničku dokumentaciju u dinamički digitalni model mreže. Ovakav sistem omogućava prelazak sa tradicionalnog, reaktivnog pristupa održavanju na model zasnovan na pouzdanosti i stvarnom stanju opreme.

Analize primjene GIS-a u upravljanju imovinom jasno ukazuje na to da precizno poznavanje lokacije i tehničkog kartona svakog elemenata infrastrukture direktno doprinosi optimizaciji troškova tokom životnog vijeka opreme. Korištenjem naprednih alata poput „toplotnih mapa“ kvarova i prostornih matrica rizika, operateri mogu fokusirati ograničene resurse na kritične tačke sistema, čime se značajno podiže nivo pouzdanosti napajanja i produžava radni vijek postojeće mreže. Pored operativnih prednosti, GIS se nameće kao nezamjenjiv alat u strateškom planiranju. Mogućnost simulacije uticaja novih potrošača i masovne integracije obnovljivih izvora energije omogućava inženjerima da donose odluke zasnovane na realnim podacima, minimizujući investicione rizike i admnistrativne prepreke pri izgradnji novih objekata.

Konačno, stabilno funkcionisanje modernog GIS-a neraskidivo je povezano sa kvalitetom telekomunikacione infrastrukture koja omogućava ažurnost podatak u realnom vremenu. Digitalizacija mrežne imovine kroz GIS platformu postavlja temelj za razvoj „pametnih mreža“, osiguravajući ekonomsku održivost i energetsku efikasnost distributivnog sistema u budućnosti. Zaključuje se da potpuna integracija GIS tehnologija nije samo tehničko unapređenje, već i strateška investicija koja omogućava operaterima da odgovore na sve kompleksnije zahtjeve savremenog tržišta električne energije, uz maksimalnu zaštitu imovine i optimizaciju operativnog poslovanja.

LITERATURA

[1] Bajić Davorin, Sabljić Luka. GIS Analize, Banja Luka, 2022.
[2] https://gisgeography.com/qgis-heat-maps/
[3] Bosisio, Alessandro, et al. "A GIS-Based Approach for High-Level Distribution Networks Expansion Planning in Normal and Contingency Operation Considering Reliability." *Electric Power Systems Research*, vol. 190, 2021, p. 106684. Elsevier
[4] Hamza, M. H., & Chmit, M. (2022). GIS-Based Planning and Web/3D Web GIS Applications for the Analysis and Management of MV/LV Electrical Networks
[5] Makram, E. B. Application of Geographical Information Systems to Power Distribution System Analysis. IEEE Press/Wiley.

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R3-11

INTEGRACIJA PRUŽALACA USLUGA BALANSIRANJA U KOMUNIKACIONU INFRASTRUKTURU OPS-A I ODS-A: STUDIJA SLUČAJA SRBIJE

INTEGRATION OF BALANCING SERVICE PROVIDERS INTO TSO–DSO COMMUNICATION INFRASTRUCTURE: A CASE STUDY OF SERBIA

Slavko DUBAČKIĆ, Elektrodistribucija Srbije, Srbija*
Aleksandar BOŠKOVIĆ, Elektrodistribucija Srbije, Srbija
Đorđe VLADISAVLJEVIĆ, Elektrodistribucija Srbije, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Efikasna, pouzdana i bezbedna razmena podataka između operatora prenosnog sistema, operatora distributivnog sistema i pružalaca usluga balansiranja predstavlja jedan od osnovnih preduslova za stabilan rad savremenog elektroenergetskog sistema, posebno u kontekstu automatskih i manuelnih rezervi za regulaciju frekvencije. Sve veća integracija obnovljivih izvora energije, ubrzan razvoj distribuiranih energetskih resursa i intenzivna digitalizacija tržišta balansne energije značajno povećavaju složenost koordinacije između učesnika sistema i nameću strože zahteve u pogledu komunikacione infrastrukture i sajber-bezbednosti. U okviru Elektrodistribucije Srbije primenjuje se više modela komunikacionog povezivanja, koji se razlikuju prema arhitekturi, stepenu direktne povezanosti, korišćenoj infrastrukturi i primenjenim bezbednosnim mehanizmima. U radu se daje sveobuhvatna analiza mogućih modela integracije pružalaca usluga balansiranja sa operatorima prenosnog i distributivnog sistema putem energetske i komunikacione infrastrukture, uz razmatranje tehničkih, operativnih i regulatornih aspekata. Poseban akcenat stavljen je na izazove koji proizlaze iz specifičnosti nacionalnog elektroenergetskog sistema, uključujući pouzdanost komunikacija, kašnjenje u prenosu podataka, integritet podataka, dostupnost sistema i otpornost na sajber pretnje. Pored tehničkih aspekata, rad analizira regulatorni okvir koji definiše uloge, odgovornosti i međusobne odnose operatora prenosnog sistema, operatora distributivnog sistema i pružalaca usluga balansiranja, kao i ograničenja i kriterijume koji utiču na izbor optimalnog modela komunikacionog povezivanja. Prednosti i ograničenja različitih pristupa kritički su razmotrena, uz poseban osvrt na zaštitu podataka, efikasno korišćenje mrežnih resursa i otpornost sistema u normalnim i poremećenim pogonskim uslovima. Zaključci rada ukazuju na ključne mogućnosti unapređenja postojeće komunikacione i upravljačke infrastrukture i daju smernice za dalju digitalizaciju elektroenergetskog sektora u Srbiji, sa ciljem povećanja efikasnosti, fleksibilnosti i bezbednosti u pružanju usluga balansiranja.

Ključne reči: elektroenergetski sistem, OPS i ODS, pružaoci usluga balansiranja, komunikaciona infrastruktura, sajber-bezbednost

ABSTRACT

Efficient, reliable, and secure data exchange between the transmission system operator, distribution system operator, and balancing service providers is a fundamental prerequisite for the stable operation of modern power systems, particularly in the context of automatic and manual frequency restoration reserves. The growing penetration of renewable energy sources, the rapid expansion of distributed energy resources, and the ongoing digitalization of balancing energy markets significantly increase the complexity of coordination among system participants and impose higher requirements on communication infrastructure and cybersecurity. Within Elektrodistribucija Srbije, several communication connection models are currently applied, differing in terms of architecture, level of direct connectivity, underlying infrastructure, and security mechanisms. This paper provides a comprehensive analysis of possible integration models for balancing service providers with transmission and distribution system operators through both energy and communication infrastructure, considering technical, operational, and regulatory dimensions. Particular attention is given to challenges arising from the specific characteristics of the national power system, including communication reliability, latency, data integrity, system

* Slavko Dubačkić slavko.dubackic@es.rs; Aleksandar Bošković aleksandar.boskovic@es.rs; Đorđe Vladisavljević djordje.vladisavljevic@es.rs

availability, and resilience to cyber threats. In addition to technical aspects, the paper examines the regulatory framework governing the roles, responsibilities, and interactions of the transmission system operator, distribution system operator, and balancing service providers, as well as the constraints and criteria influencing the selection of an optimal communication connection model. The advantages and limitations of different approaches are critically assessed, with a focus on data protection, efficient use of network resources, and system robustness under normal and disturbed operating conditions. The results highlight key opportunities for improving existing communication and control infrastructure and provide guidelines for the further digitalization of Serbia's power sector, with the aim of enhancing efficiency, flexibility, and security in the provision of balancing services.

Keywords: power system, TSO and DSO, balancing service providers, communication infrastructure, cybersecurity

UVOD

Stabilnost, sigurnost i operativna efikasnost elektroenergetskog sistema Republike Srbije u velikoj meri zavise od pouzdane, brze i bezbedne komunikacije između ključnih učesnika sistema – operatora prenosnog sistema, operatora distributivnog sistema i pružalaca pomoćnih usluga. U savremenim uslovima rada elektroenergetskih mreža, koje karakterišu intenzivna integracija obnovljivih izvora energije, porast decentralizovane proizvodnje i ubrzana digitalizacija tržišta električne energije, značaj balansnih usluga postaje sve izraženiji.

Automatska rezerva za obnovu frekvencije i manuelna rezerva za obnovu frekvencije predstavljaju ključne mehanizme za održavanje ravnoteže između proizvodnje i potrošnje električne energije, odnosno za očuvanje frekvencijske stabilnosti sistema. Efikasnost njihove aktivacije neposredno je uslovljena kvalitetom komunikacione infrastrukture, kao i brzinom, pouzdanošću i integritetom razmene podataka između operatora prenosnog sistema, operatora distributivnog sistema i pružalaca pomoćnih usluga. U tom smislu, projektovanje i optimizacija komunikacionih modela predstavljaju jedan od centralnih izazova savremenog upravljanja elektroenergetskim sistemom.

U elektroenergetskom sistemu Srbije primenjuju se različiti tipovi komunikacionog povezivanja, koji se međusobno razlikuju prema tehničkim karakteristikama, organizacionim nadležnostima, regulatornim zahtevima i nivou sajber bezbednosti. Poseban značaj ima telekomunikaciona infrastruktura koja omogućava pouzdanu razmenu upravljačkih signala, mernih podataka i statusnih informacija u realnom vremenu. Definisanje obima i strukture podataka koji se razmenjuju, izbor adekvatne telekomunikacione topologije, obezbeđivanje potrebne infrastrukture za komunikaciju u realnom vremenu, kao i primena odgovarajućih protokola i standarda informacione i sajber bezbednosti, predstavljaju osnovne preduslove za sigurnu i efikasnu aktivaciju rezerve aktivne snage u distributivnom sistemu.

Ovaj rad razmatra postojeće i potencijalne modele komunikacije između operatora prenosnog sistema, operatora distributivnog sistema i pružalaca pomoćnih usluga, sa posebnim osvrtom na tehničke, regulatorne i bezbednosne aspekte njihove implementacije. Analiziraju se različite telekomunikacione topologije i infrastrukturni zahtevi za razmenu podataka u realnom vremenu, kao i postupci ispitivanja i verifikacije telekomunikacionih sistema pre njihove integracije u elektroenergetski sistem. Cilj rada je da, kroz sistematičnu analizu postojećih praksi i identifikovanih izazova, definiše preporuke za unapređenje komunikacionih rešenja i doprinese daljoj digitalnoj transformaciji elektroenergetskog sektora Republike Srbije.

1 TELEKOMUNIKACIONI ZAHTEVI ZA PRUŽAOCE POMOĆNIH USLUGA U PROCESU AKTIVACIJE REZERVE AKTIVNE SNAGE

Pružaoci pomoćnih usluga mogu učestvovati u aktivaciji rezerve aktivne snage u okviru distributivnog sistema, prenosnog sistema ili kroz kombinovani model koji obuhvata oba nivoa elektroenergetskog sistema. U zavisnosti od mesta priključenja objekta i tehničkih karakteristika postrojenja, definišu se odgovarajući modeli telekomunikacionog povezivanja sa operatorom prenosnog sistema i operatorom distributivnog sistema.

Izbor modela komunikacije neposredno je uslovljen topologijom mreže, vrstom pružane usluge, dinamikom aktivacije, kao i regulatornim okvirom. U slučaju kada je objekat priključen na distributivni sistem, poseban značaj ima koordinacija između operatora distributivnog sistema i operatora prenosnog sistema, kako bi se obezbedila usklađenost upravljačkih komandi, mernih podataka i statusnih informacija. Kod objekata priključenih na prenosni sistem, komunikacioni zahtevi su u pravilu stroži u pogledu pouzdanosti, raspoloživosti i vremenskog odziva sistema.

Operator prenosnog sistema i operator distributivnog sistema imaju pravo i obavezu da, kroz posebne tehničke dokumente koji se odnose na svakog pružaoca pomoćnih usluga pojedinačno, precizno definišu uslove za uspostavljanje i održavanje telekomunikacione veze. Ti dokumenti obuhvataju zahteve u pogledu tipa i karakteristika komunikacione opreme, načina njenog povezivanja, parametara konfiguracije, adresiranja u okviru internet protokola, kao i primenjenih komunikacionih protokola.

Pored tehničkih zahteva, poseban segment čine bezbednosni aspekti komunikacije, uključujući mehanizme autentifikacije, enkripcije podataka, segmentacije mreže i zaštite od neovlašćenog pristupa. S obzirom na to da aktivacija rezerve aktivne snage ima neposredan uticaj na stabilnost elektroenergetskog sistema, telekomunikaciona infrastruktura mora obezbediti visok nivo pouzdanosti, otpornosti na poremećaje i zaštite od sajber pretnji.

Sistematsko definisanje i verifikacija telekomunikacionih zahteva za svakog pružaoca pomoćnih usluga predstavljaju ključni preduslov za bezbednu i efikasnu integraciju fleksibilnih resursa u savremeni elektroenergetski sistem. Na taj način obezbeđuje se transparentan regulatorni okvir, tehnička interoperabilnost i dugoročna održivost procesa balansiranja sistema.

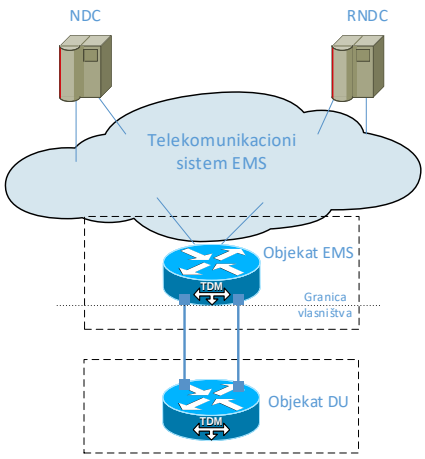
1.1 Pružalac pomoćnih usluga direktno priključen na prenosni sistem

U slučajevima kada je pružalac pomoćnih usluga priključen na prenosni sistem na lokacijama koje imaju direktan pristup informaciono-komunikacionoj infrastrukturi operatora prenosnog sistema, kao što su trafostanice i razvodna postrojenja, telekomunikaciona veza se uspostavlja putem namenskog optičkog komunikacionog linka između infrastrukture pružaoca usluga i operatora prenosnog sistema. Ovakav pristup omogućava visok nivo pouzdanosti, bezbednosti i brzine prenosa podataka, što je od ključnog značaja za pravovremenu aktivaciju rezerve aktivne snage.

Model podrazumeva instalaciju odgovarajuće komunikacione opreme na obe strane veze. Na lokaciji pružaoca pomoćnih usluga instalira se mrežni ruter koji omogućava uspostavljanje kontrolisane i konfigurabilne komunikacije sa sistemima operatora prenosnog sistema. Na lokaciji operatora prenosnog sistema predviđa se instalacija rutera sa integrisanim zaštitnim mehanizmima, uključujući zaštitni zid, radi obezbeđivanja segmentacije mreže, kontrole pristupa i zaštite od neovlašćenih aktivnosti.

Fizička realizacija veze obuhvata polaganje monomodnog optičkog kabla, sa završetkom na optičkim razdelnicima na obe strane komunikacionog pravca. Pored optičkog voda, neophodna je i dodatna aktivna i pasivna oprema, uključujući optičke primopredajnike, razdelnike, spojnice i odgovarajuće elemente za montažu i zaštitu, kako bi se obezbedila stabilna i dugoročno pouzdana eksploatacija sistema.

Odgovornost za projektovanje, realizaciju, obezbeđivanje kvaliteta prenosa, uspostavljanje redundantnih komunikacionih puteva, kao i za održavanje prenosnih kapaciteta od mesta priključenja do centara upravljanja operatora prenosnog sistema, snosi operator prenosnog sistema. Na taj način obezbeđuje se jedinstven standard kvaliteta komunikacije i pouzdana integracija pružalaca pomoćnih usluga u sistem upravljanja prenosnom mrežom.



Slika 1 – Direktno telekomunikaciono povezivanje pružaoca pomoćnih usluga sa operatorom prenosnog sistema

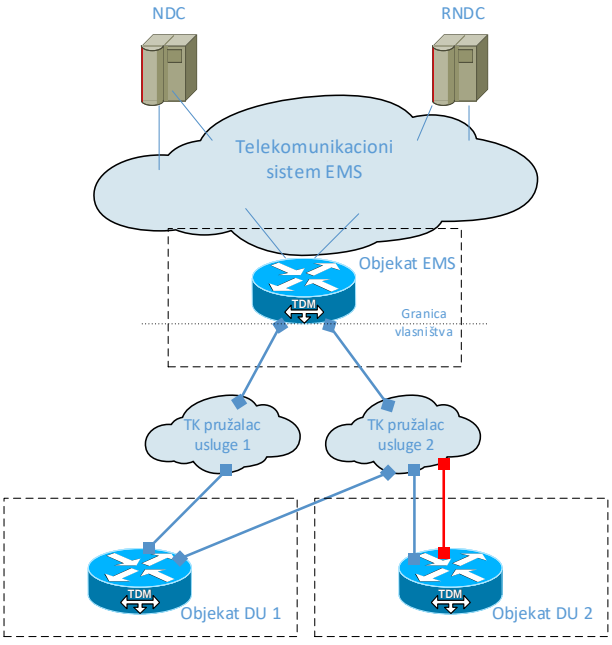
1.2 Pružalac pomoćnih usluga priključen na prenosni sistem putem javne telekomunikacione infrastrukture

U situacijama kada ne postoji tehnička ili ekonomska mogućnost direktnog povezivanja pružaoca pomoćnih usluga na informaciono-komunikacionu infrastrukturu operatora prenosnog sistema, telekomunikaciona veza se uspostavlja korišćenjem usluga javnih telekomunikacionih operatora. Ovaj model predstavlja alternativno rešenje koje omogućava integraciju pružaoca usluga u sistem upravljanja prenosnom mrežom, uz ispunjenje definisanih zahteva pouzdanosti i bezbednosti.

S obzirom na to da javne telekomunikacione mreže ne predstavljaju namensku infrastrukturu operatora prenosnog sistema, poseban akcenat stavlja se na obezbeđivanje redundantnosti komunikacionih puteva. Model podrazumeva uspostavljanje najmanje dve nezavisne telekomunikacione veze između pružaoca pomoćnih usluga i operatora prenosnog sistema. Redundantnost se može ostvariti korišćenjem dva različita javna operatora ili primenom dve različite telekomunikacione tehnologije kod istog operatora, kao što su mobilne paketne mreže, optičke pristupne mreže ili digitalne pretplatničke linije. Na taj način smanjuje se verovatnoća istovremenog prekida obe komunikacione rute i povećava raspoloživost sistema.

Posebnu pažnju neophodno je posvetiti bezbednosnim aspektima komunikacije. Razmena upravljačkih komandi i mernih podataka mora biti zaštićena primenom odgovarajućih mehanizama autentifikacije, enkripcije i kontrole pristupa, u skladu sa tehničkim i bezbednosnim zahtevima operatora prenosnog sistema. Implementacija virtuelnih privatnih mreža, segmentacija saobraćaja i stalni nadzor komunikacionih kanala predstavljaju standardne mere u okviru ovog modela povezivanja.

Operator prenosnog sistema definiše dozvoljene telekomunikacione tehnologije, bezbednosne protokole, minimalne tehničke parametre kvaliteta usluge, kao i listu javnih operatora čije se usluge mogu koristiti za uspostavljanje veze. Time se obezbeđuje jedinstven nivo pouzdanosti i bezbednosti, uprkos činjenici da se komunikacija realizuje preko infrastrukture koja nije u neposrednom vlasništvu operatora sistema.



Slika 2 – Telekomunikaciono povezivanje pružaoca pomoćnih usluga
sa operatorom prenosnog sistema putem javne telekomunikacione infrastrukture

1.3 Pružalac pomoćnih usluga priključen na prenosni sistem posredstvom distributivnog sistema

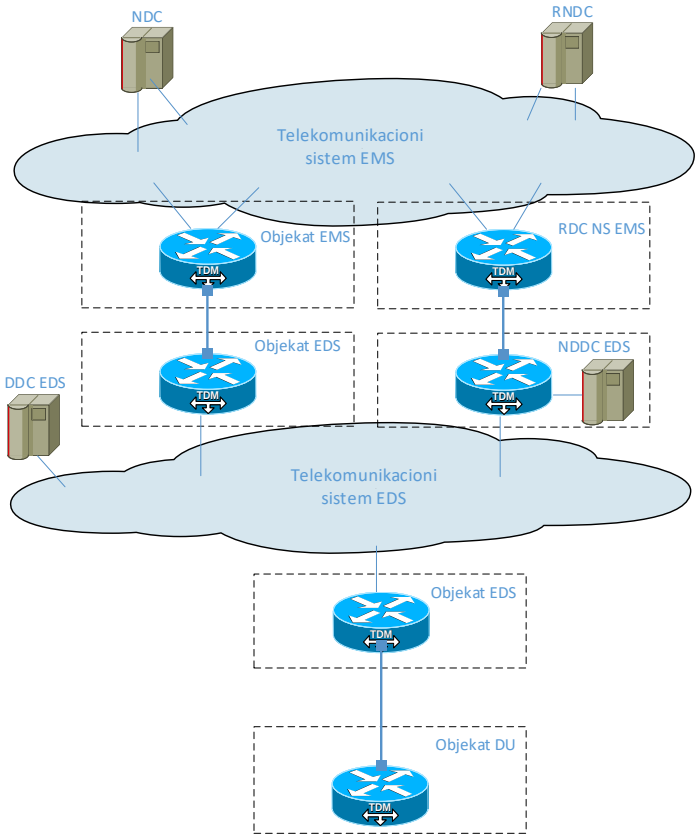
U situacijama kada je pružalac pomoćnih usluga elektroenergetski priključen na distributivni sistem, a ne postoje tehnički uslovi za uspostavljanje direktne telekomunikacione veze sa operatorom prenosnog sistema, komunikacija se realizuje posredstvom operatora distributivnog sistema. U tom slučaju, pružalac pomoćnih usluga uspostavlja telekomunikacionu vezu sa operatorom distributivnog sistema, dok se razmena podataka i upravljačkih

komandi prema operatoru prenosnog sistema ostvaruje preko interne komunikacione infrastrukture koja povezuje ova dva operatora.

Ovaj model podrazumeva jasno definisanu podelu nadležnosti. Operator distributivnog sistema definiše tehničke uslove, način i parametre povezivanja između pružaoca pomoćnih usluga i sopstvene komunikacione infrastrukture, u skladu sa zahtevima pouzdanosti, bezbednosti i interoperabilnosti. Pri tome se moraju uvažiti i tehnički zahtevi operatora prenosnog sistema, kako bi se obezbedila doslednost u razmeni podataka i izvršavanju upravljačkih komandi.

Model takođe omogućava povezivanje agregatora pružalaca pomoćnih usluga na distributivni sistem, u slučajevima kada pojedinačni objekti nemaju mogućnost ili opravdanost za direktno povezivanje sa operatorom prenosnog sistema. Agregator u tom kontekstu preuzima ulogu objedinjavanja podataka, upravljanja raspoloživim kapacitetima i komunikacije sa operatorom distributivnog sistema, koji dalje prosleđuje relevantne informacije operatoru prenosnog sistema.

Primena ovog modela omogućava stabilnu, kontrolisanu i bezbednu komunikaciju između pružaoca pomoćnih usluga, operatora distributivnog sistema i operatora prenosnog sistema. Time se obezbeđuje efikasna aktivacija rezerve aktivne snage u okviru distributivne mreže, uz očuvanje sigurnosti rada celokupnog elektroenergetskog sistema i unapređenje njegove operativne pouzdanosti.



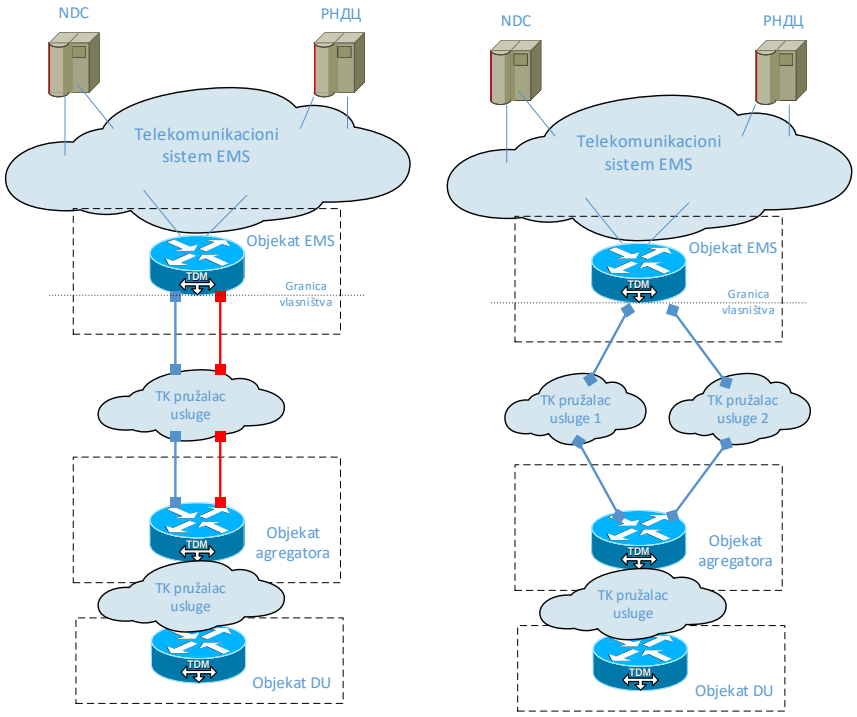
Slika 3 – Telekomunikaciono povezivanje pružaoca pomoćnih usluga
sa operatorom prenosnog sistema posredstvom operatora distributivnog sistema

1.4 Agregator pružalaca pomoćnih usluga priključen na prenosni sistem

Pružalac pomoćnih usluga može nastupati u ulozi agregatora, objedinjavanjem kapaciteta više manjih pružalaca usluga u cilju zajedničkog učešća na tržištu balansnih usluga i u procesu aktivacije rezerve aktivne snage. U tom slučaju, komunikacija između agregatora i pojedinačnih pružalaca pomoćnih usluga ostaje u potpunosti u nadležnosti agregatora, uključujući izbor komunikacione infrastrukture, tehničkih rešenja i bezbednosnih mehanizama unutar agregiranog sistema.

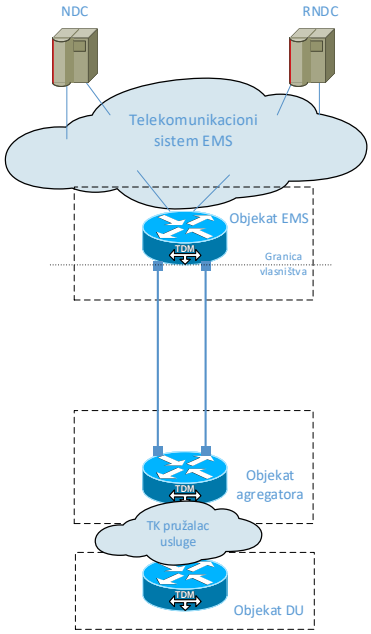
Veza između agregatora i operatora prenosnog sistema, u standardnom slučaju, ostvaruje se putem javne telekomunikacione infrastrukture. S obzirom na značaj agregiranih kapaciteta za stabilnost elektroenergetskog sistema, neophodno je obezbediti visok nivo pouzdanosti i raspoloživosti komunikacije. Iz tog razloga zahteva se implementacija redundantnih telekomunikacionih puteva, pri čemu se redundantnost može ostvariti korišćenjem dva različita javna operatora ili primenom dve različite telekomunikacione tehnologije, kao što su mobilne paketne mreže, optičke pristupne mreže ili digitalne pretplatničke linije.

Operator prenosnog sistema definiše dozvoljene telekomunikacione tehnologije, bezbednosne protokole, minimalne tehničke parametre kvaliteta usluge, kao i listu javnih operatora čije se usluge mogu koristiti za uspostavljanje veze. Poseban naglasak stavlja se na primenu mehanizama autentifikacije, enkripcije i kontrole pristupa, kako bi se obezbedila zaštita upravljačkih komandi i mernih podataka od neovlašćenog pristupa i zloupotrebe.



Slika 4 – Telekomunikaciono povezivanje agregatora pružalaca pomoćnih usluga sa operatorom prenosnog sistema putem javne telekomunikacione infrastrukture

Poseban podmodel ovog koncepta javlja se u situacijama kada je agregator pružalaca pomoćnih usluga direktno povezan na informaciono-komunikacionu infrastrukturu operatora prenosnog sistema, odnosno kada postoji mogućnost uspostavljanja namenskog optičkog komunikacionog linka. U tom slučaju primenjuju se stroži tehnički i bezbednosni zahtevi, analogni modelu direktnog priključenja, čime se dodatno povećava pouzdanost i integritet komunikacije između agregatora i sistema upravljanja prenosnom mrežom.



Slika 5 – Telekomunikaciono povezivanje agregatora pružalaca pomoćnih usluga sa operatorom prenosnog sistema putem namenske komunikacione infrastrukture

2 TELEKOMUNIKACIONO POVEZIVANJE OPERATORA PRENOSNOG I DISTRIBUTIVNOG SISTEMA U FUNKCIJI KOORDINISANOG UPRAVLJANJA ELEKTROENERGETSKIM SISTEMOM

Efikasna i pouzdana komunikacija između operatora prenosnog sistema i operatora distributivnog sistema predstavlja jedan od temeljnih preduslova za stabilan rad elektroenergetskog sistema. Razmena podataka o stanju mreže, mernim veličinama, statusima opreme i upravljačkim nalozima omogućava koordinisano upravljanje prenosnom i distributivnom mrežom, naročito u uslovima povećanog učešća distribuiranih izvora energije i aktivne uloge distributivnog sistema u pružanju balansnih i pomoćnih usluga.

Telekomunikaciona veza između operatora prenosnog sistema i operatora distributivnog sistema realizuje se izgradnjom namenske optičke komunikacione infrastrukture, koja obezbeđuje visok nivo pouzdanosti, raspoloživosti i bezbednosti prenosa podataka. Ova infrastruktura omogućava direktno povezivanje nadzornih i upravljačkih sistema dva operatora, odnosno povezivanje sistema za nadzor i upravljanje Nacionalnog dispečerskog centra operatora prenosnog sistema sa sistemom za nadzor i upravljanje Nacionalnog distributivnog dispečerskog centra operatora distributivnog sistema.

Na mrežnom nivou komunikacija se zasniva na primeni protokola za upravljanje prenosom podataka putem internet protokola, čime se obezbeđuje standardizovana i interoperabilna platforma za razmenu informacija. Takav pristup omogućava fleksibilnost u projektovanju mrežne arhitekture i kompatibilnost sa savremenim informaciono-komunikacionim sistemima.

Bezbednost komunikacije obezbeđuje se implementacijom zaštitnih mehanizama na oba kraja veze. Operator prenosnog sistema i operator distributivnog sistema primenjuju odgovarajuće mere zaštite unutar svojih informaciono-komunikacionih mreža, uključujući segmentaciju mreže, kontrolu pristupa, enkripciju podataka i nadzor komunikacionog saobraćaja, sa ciljem očuvanja poverljivosti, integriteta i raspoloživosti razmenjenih informacija.

Za razmenu podataka između sistema za nadzor i upravljanje koristi se protokol za teleupravljanje koji je deo međunarodnog standarda Međunarodne elektrotehničke komisije 60870-6. Ovaj protokol omogućava strukturiranu, pouzdanu i efikasnu razmenu podataka između kontrolnih centara različitih elektroenergetskih subjekata, uz podršku za sinhronizaciju podataka i koordinisano izvršavanje upravljačkih funkcija.

Implementacijom opisanog modela povezivanja obezbeđuje se stabilna, bezbedna i visoko dostupna komunikacija između operatora prenosnog sistema i operatora distributivnog sistema. Time se unapređuje koordinacija u upravljanju mrežom, povećava transparentnost rada sistema i omogućava efikasna integracija balansnih i pomoćnih usluga u savremeni elektroenergetski sistem.

3 BEZBEDNOSNI ASPEKTI KOMUNIKACIONOG POVEZIVANJA U ELEKTROENERGETSKOM SISTEMU

Bezbednost komunikacionog povezivanja predstavlja jednu od ključnih komponenti zaštite infrastrukture operatora prenosnog sistema i operatora distributivnog sistema. Imajući u vidu kritičan značaj elektroenergetske infrastrukture za funkcionisanje društva, svi bezbednosni zahtevi moraju biti dosledno implementirani i dokumentovani kroz formalne akte koji imaju pravno obavezujući karakter. Ovu dokumentaciju definiše operator prenosnog sistema, a njena primena je obavezna za svakog pružaoca pomoćnih usluga.

U cilju očuvanja integriteta, poverljivosti i raspoloživosti informaciono-komunikacionih sistema, operator prenosnog sistema i operator distributivnog sistema primenjuju zaštitne mere na svim tačkama pristupa svojim mrežama. To uključuje komunikacione veze prema pružaocima pomoćnih usluga, kao i međusobne veze između dva operatora. Na svojim lokacijama operatori instaliraju mrežne rutere i uređaje za zaštitu, uključujući zaštitne zidove, koji se konfigurišu tako da omogućavaju isključivo unapred definisane portove i komunikacione protokole. Ovakav pristup smanjuje napadnu površinu sistema i minimizuje rizik od neovlašćenog pristupa ili zloupotrebe komunikacione infrastrukture.

U slučaju pojave smetnji, prekida komunikacije ili bilo kakvih bezbednosnih incidenata u informaciono-komunikacionoj infrastrukturi, pružalac pomoćnih usluga je dužan da bez odlaganja obavesti operatora prenosnog sistema i/ili operatora distributivnog sistema. Pravovremena razmena informacija omogućava brzo preduzimanje korektivnih mera i očuvanje stabilnosti elektroenergetskog sistema.

3.1 Adresiranje putem internet protokola i primenjeni komunikacioni protokoli

Način dodele parametara internet protokola zavisi od modela telekomunikacionog povezivanja.

U slučajevima direktnog povezivanja pružaoca pomoćnih usluga na informaciono-komunikacionu infrastrukturu operatora prenosnog sistema, odgovornost za dodelu svih parametara internet protokola za obe strane veze snosi operator prenosnog sistema. Preporučuje se korišćenje jedinstvenih adresa za svakog pružaoca usluga, kako bi se omogućilo efikasno rutiranje i jasno razgraničenje komunikacionih tokova unutar mreže operatora prenosnog sistema. Komunikacija se realizuje primenom protokola za upravljanje prenosom podataka putem internet protokola, dok se za razmenu podataka između sistema za nadzor i upravljanje koristi protokol definisan standardom Međunarodne elektrotehničke komisije 60870-5-104.

Kada se povezivanje ostvaruje putem javne telekomunikacione infrastrukture, pružalac pomoćnih usluga je dužan da obezbedi fiksnu javnu adresu internet protokola kod izabranog telekomunikacionog operatora. U ovom modelu, za razmenu podataka između sistema za nadzor i upravljanje primenjuje se protokol za teleupravljanje koji je deo standarda Međunarodne elektrotehničke komisije 60870-6, poznat kao servisni element za teleupravljanje druge generacije.

U slučaju povezivanja posredstvom informaciono-komunikacione infrastrukture operatora distributivnog sistema, odgovornost za dodelu parametara internet protokola za obe strane veze preuzima operator distributivnog sistema. I u ovom modelu primenjuje se princip jedinstvenog adresiranja za svakog pružaoca usluga radi obezbeđivanja pravilnog rutiranja unutar mreže operatora distributivnog sistema. Komunikacija se realizuje primenom protokola za upravljanje prenosom podataka putem internet protokola, dok se za razmenu podataka između sistema za nadzor i upravljanje koristi protokol definisan standardom Međunarodne elektrotehničke komisije 60870-5-104.

3.2 Udaljeni pristup putem virtuelnih privatnih mreža

U modelima povezivanja koji podrazumevaju korišćenje javne telekomunikacione infrastrukture, obavezna je primena virtuelne privatne mreže kao mehanizma za zaštitu komunikacije između pružaoca pomoćnih usluga i operatora prenosnog sistema. Virtuelna privatna mreža omogućava formiranje zaštićenog komunikacionog tunela preko javne mreže, čime se obezbeđuje enkripcija podataka i autentifikacija učesnika u komunikaciji.

Operator prenosnog sistema definiše dozvoljene algoritme za enkripciju, tipove digitalnih sertifikata i procedure za njihovu primenu, kako bi se obezbedio jedinstven i visok nivo bezbednosti prenosa podataka. Na taj način se štite upravljačke komande, merni podaci i statusne informacije od presretanja, izmene ili neovlašćenog pristupa, čime se dodatno jača otpornost elektroenergetskog sistema na sajber pretnje.

4 REGULATORNI OKVIR KOMUNIKACIONOG POVEZIVANJA U SISTEMIMA ZA AKTIVACIJU REZERVE AKTIVNE SNAGE

Regulatorni aspekt komunikacionog povezivanja između operatora prenosnog sistema, operatora distributivnog sistema i pružalaca pomoćnih usluga predstavlja ključni element za obezbeđivanje interoperabilnosti, pouzdanosti i bezbednosti u procesu aktivacije rezerve aktivne snage. Standardizacija i harmonizacija procedura i tehničkih zahteva omogućavaju doslednu razmenu podataka i koordinisano delovanje svih učesnika u elektroenergetskom sistemu, kako na nacionalnom, tako i na evropskom nivou.

Jedan od najznačajnijih regulatornih dokumenata u ovoj oblasti jesu Smernice za rad elektroenergetskog sistema, koje je 2017. godine usvojila Evropska mreža operatora prenosnih sistema za električnu energiju. Ove smernice predstavljaju temelj za harmonizaciju tehnoloških i operativnih pravila u evropskom elektroenergetskom prostoru. Njima se definišu zahtevi u pogledu pravovremenog slanja i prijema podataka, minimalne tačnosti razmenjenih informacija, kao i kriterijumi za koordinisanu aktivaciju rezerve aktivne snage. Primena navedenih smernica omogućava sinhronizovano delovanje različitih sistema i povećava efikasnost pružanja balansnih usluga, čime se direktno doprinosi stabilnosti frekvencije i sigurnosti rada mreže.

Evropska mreža operatora prenosnih sistema za električnu energiju ima centralnu ulogu u usklađivanju komunikacionih procesa među nacionalnim operatorima. Kroz definisanje zajedničkih pravila, tehničkih specifikacija i operativnih procedura, obezbeđuje se kompatibilnost sistema i razmena podataka u realnom vremenu između država članica. Ovakva koordinacija je od presudnog značaja za optimalno balansiranje sistema, efikasnu raspodelu rezervnih kapaciteta i prevenciju poremećaja koji bi mogli imati prekogranične posledice.

Regulatorni okvir obuhvata i tehničke smernice koje uređuju komunikaciju između pružalaca pomoćnih usluga i ostalih aktera na tržištu rezerve. Poseban naglasak stavlja se na zahteve u pogledu pouzdanosti komunikacije, vremenskog odziva i standardizovanih formata za razmenu podataka u realnom vremenu. Usmeravanje ka primeni međunarodnih standarda, uključujući standarde Međunarodne organizacije za standardizaciju i standarde Međunarodne elektrotehničke komisije, doprinosi preciznoj, brzoj i bezbednoj aktivaciji rezervi, čime se unapređuje ukupna pouzdanost elektroenergetskog sistema.

Pored evropskih smernica, nacionalni regulatorni okvir ima ključnu ulogu u praktičnoj implementaciji definisanih pravila. Svaka država je dužna da obezbedi usklađenost rada operatora prenosnog i distributivnog sistema sa evropskim propisima, uključujući primenu smernica za rad sistema i korišćenje standardizovanih komunikacionih protokola. Nacionalno zakonodavstvo i podzakonski akti preciziraju tehničke uslove, procedure testiranja i verifikacije komunikacionih sistema, kao i odgovornosti učesnika u procesu aktivacije rezerve aktivne snage.

Dosledna primena evropskih smernica i nacionalnih propisa omogućava harmonizovano funkcionisanje sistema za balansiranje na nivou Evrope, smanjuje rizik od tehničkih i organizacionih neslaganja i doprinosi stabilnosti elektroenergetskih sistema. Na taj način regulatorni okvir postaje temelj sigurne, pouzdane i interoperabilne komunikacije između operatora prenosnog sistema, operatora distributivnog sistema i pružalaca pomoćnih usluga.

5 ZAKLJUČAK

U radu su analizirani ključni aspekti komunikacionog povezivanja između operatora prenosnog sistema, operatora distributivnog sistema i pružalaca pomoćnih usluga u kontekstu aktivacije rezerve aktivne snage unutar elektroenergetskog sistema. Poseban akcenat stavljen je na tehničke zahteve za uspostavljanje pouzdane komunikacije, bezbednosne mehanizme zaštite informaciono-komunikacione infrastrukture, kao i regulatorni okvir koji omogućava interoperabilnost i usklađeno delovanje svih učesnika sistema.

Razmotreni su različiti modeli povezivanja, uključujući direktno povezivanje pružalaca pomoćnih usluga sa operatorom prenosnog sistema, povezivanje putem javne telekomunikacione infrastrukture, kao i povezivanje posredstvom operatora distributivnog sistema. Analiza je pokazala da izbor modela zavisi od mesta priključenja, tehničkih mogućnosti infrastrukture i zahteva u pogledu pouzdanosti i bezbednosti. U svim modelima, ključni faktori uspešne implementacije jesu jasno definisani parametri komunikacije, primena standardizovanih protokola i dosledna zaštita sistema od sajber pretnji.

Regulatorni okvir, zasnovan na evropskim smernicama za rad elektroenergetskog sistema i pravilima Evropske mreže operatora prenosnih sistema za električnu energiju, predstavlja temelj za harmonizovanu aktivaciju rezerve aktivne snage i prekograničnu koordinaciju sistema. Njegova dosledna primena, u kombinaciji sa nacionalnim propisima i tehničkim standardima, omogućava sinhronizovano funkcionisanje sistema za balansiranje i unapređuje ukupnu pouzdanost elektroenergetskog sektora.

Može se zaključiti da pravilno projektovani, bezbednosno zaštićeni i regulatorno usklađeni komunikacioni sistemi imaju presudnu ulogu u savremenom upravljanju rezervama aktivne snage. Integracija naprednih tehničkih rešenja sa jasno definisanim regulatornim okvirom doprinosi stabilnosti elektroenergetskog sistema, smanjenju rizika od poremećaja i efikasnijem korišćenju energetskih resursa, čime se obezbeđuje dugoročna sigurnost i održivost elektroenergetskog sektora.

LITERATURA

[1] European Network of Transmission System Operators for Electricity, System Operation Guideline – National Implementation, dostupno na: https://www.entsoe.eu/active-library/codes/so/

[2] CIGRE, Enhanced Information and Data Exchange to Enable Future Transmission and Distribution System Operator Coordination and Interoperability, 2024.

[3] TenneT, Prequalification Procedure for Frequency Containment Reserve, Automatic Frequency Restoration Reserve, Manual Frequency Restoration Reserve – Direct Activation and Replacement Reserve, 2022.

[4] TenneT, Frequency Containment Reserve Manual for Balance Service Providers – Requirements and Procedures for Supply, 2022.

[5] TenneT, Product Information: Manual Frequency Restoration Reserve – Direct Activation (Incident Reserve), 2021.

[6] Hrvatski operator prijenosnog sustava, Pravila za provođenje pretkvalifikacijskog postupka za pružanje usluge uravnoteženja Frequency Containment Reserve rezerve snage, Zagreb, 2024.

[7] Hrvatski operator prijenosnog sustava, Komunikacijski zahtjevi za pružaoce pomoćnih usluga, Zagreb, 2018.

[8] J. Janjanin, B. Grujičić, S. Davidović, „Uspostavljanje saradnje operatora distributivnog i prenosnog sistema kako bi se jedinicama ili grupama priključenim na distributivni sistem omogućilo pružanje rezerve aktivne snage“, I Savjetovanje o elektrodistributivnim mrežama Crne Gore, CIRED Crna Gora, Budva, 2024.

[9] S. Dubačkić, Ž. Veličković, I. Ćirić, S. Mitrović, A. Bošković i Đ. Vladisavljević, „Tipovi komunikacionog povezivanja operatora prenosnog sistema, operatora distributivnog sistema i pružalaca pomoćnih usluga u sistemima za pružanje rezerve aktivne snage: tehnički, regulatorni i bezbednosni aspekti“, 37. savetovanje CIGRE Srbija – Sigurnost, stabilnost, pouzdanost i otpornost elektroenergetskog sistema; multisektorsko povezivanje u energetici i privredi, rad D2-13, 2025. DOI: https://doi.org/10.46793/CIGRE37.D2.13

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R3-12

CRTANJE JEDNOPOLNE ŠEME SN MREŽE POMOĆU AI MODELA

DRAWING A MEDIUM-VOLTAGE SINGLE-LINE DIAGRAM USING AI MODELS

Dragan KOPRENA, Elektrokrajina, RS/BiH*
Savo MAKSIMOVIĆ, GeoInova, RS/BiH
Nikola SAVOVIĆ, GeoInova, RS/BiH

KRATAK SADRŽAJ

Prilikom crtanja objekata elektrodistributivne mreže na geografskoj mapi (npr. u Google Earth-u ili AutoCAD-u) pojavljuje se problem nedostatka topoloških podataka. Naime, linije trasa SN (srednjenaponskih) vodova se crtaju od druge linije (npr. otcjepi nadzemnih vodova), ili do tačke u blizini trafostanice (npr. betonski šaht ispred trafostanice), pri čemu se često linije ne spajaju sa objektom od kojeg polaze ili do kojeg dolaze, tako da se naknadno ručno unose topološki podaci, odn. način povezanosti objekata. Da bi se nacrtala jednopolna šema na osnovu takvih podataka, potrebno je prilikom crtanja novog objekta (trafostanice ili SN voda) ažurirati i podatke o povezanosti objekata, odn. tabelu čvorova i tabelu grana. To je dodatni posao koji nije ni malo jednostavan i zahtijeva dosta vremena, a naročito ako se tabele čvorova i grana popunjavaju prvi put, pa ima jako puno podataka o kojima treba voditi računa. Da bi se prevazišao problem velikog broja podataka za unos u tabele čvorova i grana, i izbjegle greške prilikom unosa ili ažuriranja, moguće je iskoristiti neki od AI modela (vještačke inteligencije) koji su danas dostupni na internetu. U radu će biti prikazan primjer korištenja AI modela za popunjavanje tabele čvorova i tabele grana, te crtanja jednopolne šeme na osnovu dobijenih podataka. U Elektrokrajini se nekoliko godina koristi ElectroCAD-GIS sistem, u kojem je nacrtana i u bazu pohranjena SN elektrodistributivna mreža. Mreža je inicijalno crtana na različite načine (pomoću Google Eartha, AutoCAD-a,...), učestvovalo je jako puno ljudi koji su crtali kako su umjeli, i na kraju je trebalo sve te podatke obraditi i unijeti u ElectroCAD-GIS sistem. Sa ograničenim resursima u službi koja se bavi unosom, obradom i održavanjem podataka, kao i same baze, riješili smo da uz pomoć firme GeoInova (koja inače radi na razvoju softverskih rješenja za GIS) iskoristimo mogućnosti AI modela za ažuriranje tabele čvorova i grana, kao i generisanje jednopolne šeme na osnovu geografskih podataka. Rad će pokazati na konkretnom primjeru SN mreže Elektrokrajine kako je moguće iskoristiti AI modele vještačke inteligencije za pomenutu svrhu, čime se osigurava dodatna validacija podataka, njihov topološki odnos i smanjuje potreban broj radnih sati za održavanje baze podataka.

Ključne reči: GIS, AI, jednopolna šema

ABSTRACT

When drawing elements of an electricity distribution network on a geographic map (e.g., in Google Earth or AutoCAD), the problem of missing topological data often arises. Specifically, the routes of medium-voltage (MV) lines are drawn starting from another line (e.g., overhead line branches) or ending at a point near a substation (e.g., a concrete shaft in front of a substation). In many cases, these lines are not actually connected to the object from which they originate or to which they terminate, so topological data—i.e., the connectivity between objects—must be entered manually afterward. In order to draw a single-line diagram based on such data, it is necessary, when drawing a new object (a substation or an MV line), to update the connectivity data as well, i.e., the node table and the branch table. This represents additional work that is by no means simple and requires a considerable amount of time, especially when the node and branch tables are being populated for the first time, as there is a large amount of data that must be taken into account. To overcome the problem of a large volume of data that needs to be entered into the node and branch tables, and to avoid errors during data entry or updates, it is possible to use one of the AI (artificial intelligence) models that are available today on the internet. This paper presents an example of using an AI model to populate the node table and branch table, and to draw a single-line diagram based on the obtained data. In Elektrokrajina, the ElectroCAD-GIS system has been used for several years, in which the MV electricity

* Dragan Koprena dragan.koprena@elektrokrajina.com; Savo Maksimović savo.maksimovic@geoinova.com; Nikola Savović nikola.savovic@geoinova.com

distribution network has been drawn and stored in a database. The network was initially drawn in various ways (using Google Earth, AutoCAD, etc.), involving a large number of people who drew the data according to their own skills and practices. Eventually, all of this data had to be processed and entered into the ElectroCAD-GIS system. With limited resources in the department responsible for data entry, processing, and maintenance, as well as maintenance of the database itself, we decided, with the help of the company GeoInova (which develops software solutions for GIS), to utilize the capabilities of AI models to update the node and branch tables and to generate single-line diagrams based on geographic data. This paper demonstrates, using a concrete example of the MV network of Elektrokrajina, how AI models can be used for this purpose, thereby providing additional data validation, ensuring correct topological relationships, and reducing the number of working hours required to maintain the database.

Keywords: GIS, AI, single-line diagram

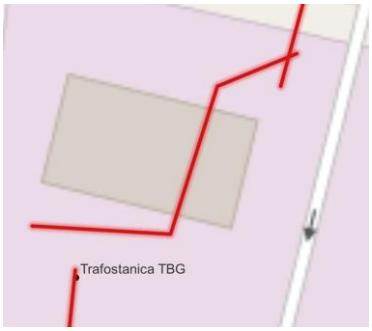
UVOD

U okviru razvoja geografskog informacionog sistema (GIS) u Elektrokrajini, koji se razvija u saradnji sa firmom GeoInova, prikupljena je velika količina prostornih podataka o srednjenaponskoj mreži (SN). Međutim, ti podaci su primarno usmjereni na vizuelni prikaz, dok je njihova topološka ispravnost često narušena. Vodovi su nerijetko crtani neprecizno u KML formatu, pri čemu dionice fizički ne završavaju na tački trafostanice, magistrale nisu prekinute na mjestima otcjepa, a terminalne tačke otcjepnih vodova promašuju magistralne vodove, sa greškama u preciznošću koje nisu fiksne i teško ih je prepoznati i izolovati u pisanju programa. Takođe, čest slučaj je da su prilikom unosa atributa pravljene greške u kucanju, koje je teško prepoznati standardnim alatima prilikom pisanja koda. Formiranje tabela čvorova i grana za sistem od 4700 trafostanica i hiljade dionica predstavlja ogroman inženjerski izazov koji zahtijeva hiljade radnih sati manuelne korekcije. Ovaj rad predstavlja pokušaj da se taj ručni rad automatizuje pomoću savremenih modela vještačke inteligencije (AI modela) za donošenje logičkih odluka o galvanskoj povezanosti elemenata. Cilj je visoko automatizovano generisanje tehnički ispravne topologije koja omogućava iscrtavanje jednopolnih šema i napredne mrežne proračune bez prethodne ručne popravke geometrije.

1 IZAZOVI TOPOLOŠKE REKONSTRUKCIJE IZ NESAVRŠENIH PODATAKA

Glavna prepreka u automatizaciji topologije SN mreže je postojanje „geometrijskog jaza“ (engl. “gap”) između elemenata koji nije fiksan (objekti nisu “snap”-ovani pa se radi o “jazu“ od nekoliko centimetara pa do par desetina metara), te se ne može lako automatizovati “običnim” kodom. U kablovskoj mreži, krajevi dionica često “promašuju” centre trafostanica, jer su kablovi predstavljeni trasama rovova koji završavaju kod građevinskih linija objekta trafostanice. Kod nadzemne mreže, situacija je još složenija jer se otcjepi priključuju na bilo koju tačku magistralnog voda (T-spoj), dok je magistrala u GIS-u najčešće crtana kao jedna neprekinuta polilinija bez prekida (vertex-a) na mjestu spoja. Dodatni izazov predstavljaju vrijednosti atributa u bazi, što se npr. dešava u slučaju ako se trafostanica napaja iz više smjerova, ona u bazi nosi šifru samo jednog (primarnog) izvoda. Sistem se mora suočiti i sa paralelnim vodovima položenim u isti rov ili na iste stubove, gdje su dionice prostorno blizu, ali galvanski potpuno izolovane. Ovakvi slučajevi komplikuju korištenje klasičnih alata i zahtijevaju inteligentno zaključivanje koje kombinuje prostorni kontekst sa analizom atributa elemenata.

Na slici ispod je karakterističan slučaj crtanja kablovskog voda u GIS-u, sa krajevima koji su crtani otprilike, susjedne linije nisu spojene, ili su nacrtane samo do linije građevinskog objekta trafostanice.



Slika 1 – Prikaz SN voda koji je u GIS-u nacrtan neprecizno (crvena linija)

2 ALGORITMI KOJI SU ISPROBANI U STRUČNOM RADU

Prilkom pokušaja rješavanja problema kreiranja tabele grana i tabele čvorova, pokušano je nekoliko algoritama, sa razlikama u pristupu. Algoritmi su pomoću Claude AI asistenta pretvarani u kod, te je asistent pomagao i u debug-ovanju koda. Budući da su programi imali po par hiljada linija koda, Claude AI se pokazao kao moćan alat za kodovanje i traženje i ispravljanje grešaka u kodu.

Prvi pristup je slanje dijela SN mreže, kao npr. cijelog jednog voda AI modelu odjednom, odn. za svaki vod (svi objekti koji imaju isti atribut "sifra_voda") pošaljemo AI modelu kompletan skup podataka: sve dionice tog voda s atributima, sve trafostanice koje mu pripadaju, i koordinate svih objekata, i tražimo od AI-ja da vrati kompletnu topologiju, odn. tabelu grana i tabelu čvorova.

Karakteristike algoritma:

- Pozamašna veličina konteksta — jedan vod može imati 50-100 dionica s desetinama atributa po dionici, još sa trafostanicama i koordinatama prompt je brzo prelazio 50-100k tokena, što je i skupo i blizu limita modela.

- Halucinacije rastu s veličinom inputa — što je više podataka u jednom promptu, AI češće izmišlja veze koje ne postoje, preskače dionice ili pravi greške u povezivanju čvorova. Greška u jednoj odluci propagira se kroz cijelu topologiju voda.

- Nema mogućnosti parcijalnog oporavka — ako AI pogrešno poveže dvije dionice u sredini voda, sve što dolazi poslije te tačke je netačno. Nema načina da se locira gdje je greška bez ručne provjere cijelog izlaza.

- Nestrukturisani output — od AI-ja se tražilo da vrati npr. 30 veza odjednom u JSON-u. Svaka sitna greška u formatu (npr. jedna zagrada) rušila je parsiranje cijelog odgovora i gubio se sav odgovor za taj vod.

- Nedeterminizam po pozivu — dva identična prompta vraćala su različite topologije.

- Nema međuspremanja — ako API poziv padne (timeout, rate limit, mrežna greška) nakon 30 sekundi obrade, cijeli vod se mora ponoviti od početka, što dovodi do gubitka vremena i tokena.

- Kontekstualni gubici — AI ne "vidi" mapu, samo tekst s koordinatama. Kad dobije 80 dionica s koordinatama, gubi prostorni kontekst — ne može razlikovati koje dionice su fizički blizu a koje daleko bez eksplicitnog računanja udaljenosti u promptu, što dodatno povećava veličinu potrošenih tokena i može da dovede do grešaka i halucinacija.

Drugi pristup bio je rekonstrukcija topologije pomoću PostgreSQL/PostGIS funkcije za izradu topologije (pgRouting). Algoritam je radio ovako:

Svaka dionica iz tabele dionice ima start_node_guid i end_node_guid koji teorijski pokazuju na čvorove u ts_vn_sn ili ts_sn_nn. Plan je bio: spoji dionice na čvorove — koristi geometrijsku blizinu (ST_DWithin, ST_ClosestPoint). Za otcjepe bi se koristilo ST_LineLocatePoint i ST_LineSubstring da se magistrala podijeli na dva segmenta.

Razlozi napuštanja:

- Topološke funkcije u PostgreSQL/PostGIS-u zahtijevaju precizno crtanje, odn. mrežu koja je „snap"-ovana, pa je poslije obrade u tim funkcijama broj konflikata koje je trebalo pronaći i poslati AI API-u bio jednostavno prevelik: npr. dva voda sa različitim šiframa voda prolaze veoma blizu jedan drugom pa se radi ili o dupliranim podacima ili su stvarno paralelni vodovi, zatim kraj voda je daleko od najbliže trafostanice pa je ostao čvor bez spojene grane, zatim vodovi se prostorno sijeku, ali možda nisu električno povezani (nemaju istu šifru voda), zatim šifra voda trafostanice se ne poklapa sa šifrom voda dionice, odn. pogrešno upisan atribut, ili dvostrano napajanje, i sl.

Treći pristup podrazumijeva:

- da se od početnih podataka (tabela dionica, napojnih trafostanica VN/SN i SN/SN, distributivnih trafostanica TS SN/NN, te stubova) kreiraju odmah: početna tabela grana (sa svim dionicama, njihovim atributima i geometrijom), te početna tabela čvorova (sa svim trafostanicama), i te da se u tabeli grana odmah spoje sve dionice koje se nastavljaju jedna na drugu a imaju isti tip i presjek provodnika (moguće je da su unesene greškom, tako da je umjesto jedne polilinije uneseno više linija, ili je npr. rađen priključak trafostanice na postojeći kabl sa istim kablom po principu ulaz-izlaz)

- zatim da se u sljedećem prolazu AI API-u pošalju sve trafostanice, jedna po jedna, sa svim objektima koji se nalaze u zadanom krugu oko trafostanice, da bi AI API mogao odlučiti i vratiti početne/krajnje čvorove za sve grane u blizini trafostanice,

- u sljedećem prolazu treba naći grane koje nemaju ili početnu ili krajnju tačku, i onda poslati AI API-ju da odredi da li se radi o otcjepu nadzemnog voda (pri čemu se magistrala razdvaja na dvije grane ako se radi o otcjepnoj tački) ili o kraju voda koji se spaja na drugu šifru voda (dvostrano napajanje ili interkonekcija).

U ovom trenutku se treći pristup pokazao bolji — svaki API poziv obrađuje jedan slobodan kraj jedne dionice, s lokalnim kontekstom (samo susjedne dionice u zadanom radijusu oko čvora). Greška je izolovana na jednu granu, može se revidovati, a prompt ostaje mali i fokusiran. Takođe, moguće je upravljati potrošnjom tokena jer se može prilično sigurno predvidjeti potrošnja tokena, te se mogu slati podaci na način da se ne pređu besplatni limiti, ili smanji trošak koji se plaća kad se pređu besplatni limiti.

Ovaj algoritam se pokazao dobar i u slučaju ažuriranja, npr. kod ubacivanja nove trafostanice sa priključnim vodovima, jer je sam algoritam zasnovan na analizi pojedinačnih slučajeva i dodavanju po jednog čvora i jedne grane u tabele čvorova i grana.

Moguće je da će u budućnosti daljim razvojem AI modela biti moguće koristiti druge algoritme na ekonomičniji način, ali autori su zaključili da u ovom trenutku ovaj zadnji pristup daje najbolji rezultat.

3 IZABRANI ALGORITAM – DETALJAN OPIS

Korišteni algoritam za analizu cijele mreže ili jednog dijela sastoji se od sljedećih koraka:

1. Priprema baze podataka i inicijalni upis grana: Sve dionice iz tabele dionice se prepisuju u tabelu grana (branches_pg) kao grane bez čvorova (status PENDING), pri čemu se njihova originalna geometrija čuva u koloni orig_geom.

2. Dionice sa vrijednošću atributa "rezerva" = "DA": One se preskaču u smislu topološke obrade, prepisuje im se status rezerve iz originalne tabele dionice i one ne učestvuju u daljem mrežnom povezivanju (npr. ako se radi o kablovima koji su položeni u zemlju ali nisu pod naponom, što je najčešći slučaj kod kopanja ulice prilikom rekonstrukcije kad se kopanje iskoristi za polaganje dijela trase kabla za napajanje planirane trafostanice ili rasterećenje postojeće SN mreže).

3. Detekcija duplikata: Dionice koje imaju istu šifru voda, istu šifru dionice i skoro identičnu geometriju (što se provjerava funkcijom ST_HausdorffDistance(), koja vraća najveću od svih najmanjih udaljenosti od svake tačke jedne geometrije do najbliže tačke druge geometrije), kao i sve ostale atribute jednake (presjek i tip provodnika) se smatraju duplikatima koji su greškom uneseni. Prva unesena instanca ostaje aktivna, dok sve ostale dobijaju status DUPLIKAT kako bi ih tehničar mogao naknadno pregledati i ukloniti iz GIS-a.

4. Spajanje dionica nacrtanih iz više linija (Prolaz 2): Algoritam analizira dionice čiji su krajevi blizu (do npr. 25 metara) i pripadaju istoj dionici voda (ista šifra voda i dionice). Ako dionice imaju iste atribute provodnika (materijal, presjek i tip), AI model ih spaja u jednu kontinuiranu geometriju i dobija status „merged“ = 'DA', dok višak linija dobija status ERASE, da bi ih tehničar naknadno mogao obrisati iz baze GIS-a. Ako su atributi različiti, na mjestu spoja se kreira čvor tipa JUNCTION koji označava promjenu presjeka, zbog potrebe proračuna (npr. tokova snaga i naponskih prilika). Ovaj korak se svjesno pravi prije unosa trafostanica u tabelu čvorova.

5. Upis trafostanica i pridruživanje dionica (Prolaz 3): Sve trafostanice se upisuju u tabelu čvorova. Za svaku trafostanicu, algoritam traži krajeve dionica u unaprijed zadanom radijusu (npr. 50 metara za TS VN/SN i 20 metara za TS SN/NN), pri čemu se nude samo slobodni krajevi, tj. krajevi koji još nemaju dodijeljen čvor, što sprečava pogrešnu dodjelu kada oba kraja kratke grane padnu unutar radijusa. Lista kandidata se šalje jezičkom

modelu koji odlučuje koja dionica se spaja na TS, uzimajući u obzir geometriju, nazive i šifru voda. Kada AI donese odluku, popunjavaju se krajnji čvorovi (od_node_id ili do_node_id) za tu granu u tabeli grana.

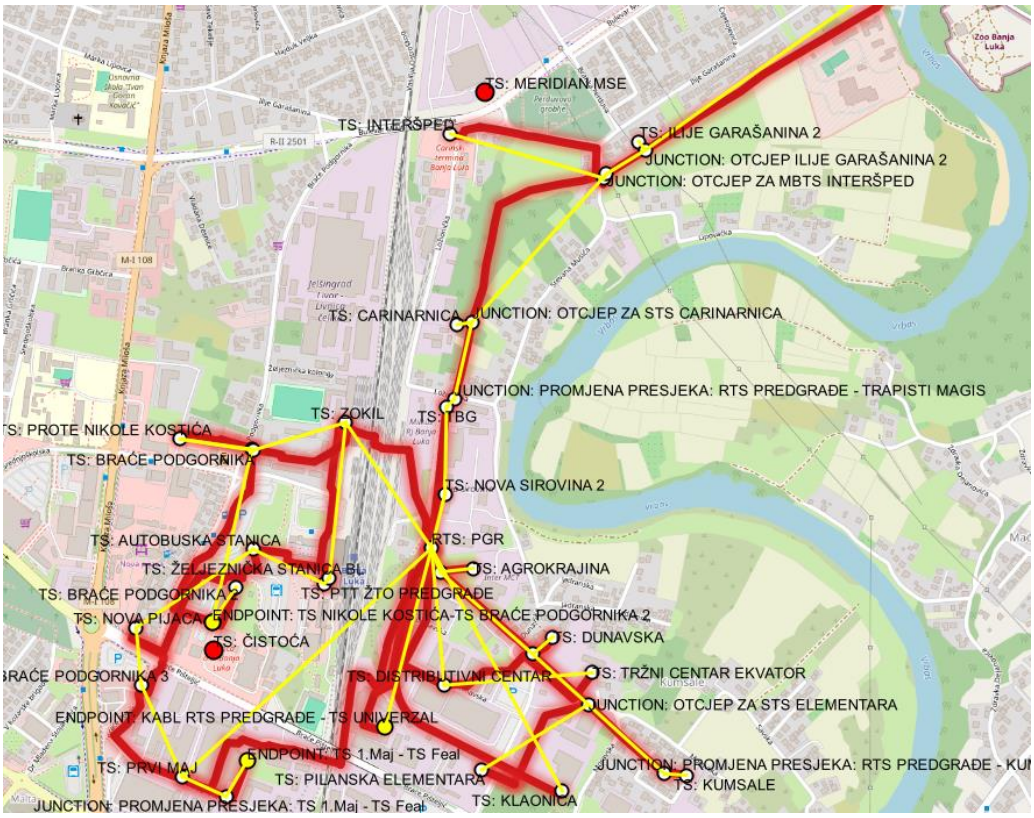
6. Iterativno spajanje slobodnih krajeva grana (Prolaz 4): Za sve preostale krajeve grana koji nemaju čvor, algoritam iterativno traži obližnje čvorove, druge slobodne krajeve i nadzemne vodove (magistrale). AI model donosi odluku: SPOJI_NA_CVOR (pri čemu mora dati prioritet trafostanici ako se njeno ime spominje u opisu dionice, čak i ako je čvor tipa JUNCTION bliži), ISOLATED (ako nema ničega u blizini), ili NOVI_CVOR_OTCJEP ako se dionica spaja na sredinu nadzemne magistrale. Kod otcjepa, magistrala se dijeli na dvije nove grane (funkcija ST_LineSubstring), pri čemu se tačka spajanja određuje PostGIS funkcijom ST_LineLocatePoint, a položaj novog Junction čvora funkcijom ST_ClosestPoint, ali samo ako tačka otcjepa nije preblizu krajevima (više od 1% dužine) zbog toga što je moguće da je dionica nacrtana neprecizno.

7. Finalizacija i korekcija grešaka: Nakon iteracija, algoritam provjerava greške tako što ispravlja grane kod kojih su početni i završni čvor postali isti (od_node_id = do_node_id), resetujući jedan kraj (briše čvor). Svaki preostali slobodan kraj koji nije riješen automatski dobija čvor tipa ENDPOINT, a cijela grana dobija status MANUAL_REVIEW za naknadnu provjeru.

8. Označavanje izolovanih čvorova: Za svaki čvor u tabeli nodes_pg provjerava se da li se pojavljuje u tabeli branches_pg kao početni ili završni čvor. Ako čvor nije povezan ni sa jednom granom, označava se sa izolovan = 'DA'. Ovo pomaže tehničaru da identifikuje trafostanice koje su pogrešno pozicionirane ili im nedostaje veza sa mrežom.

9. Izvještaj i vizuelizacija: Na kraju se generiše SQL izvještaj sa brojem čvorova i grana po tipu i statusu, pregledom potrošenih tokena, te detaljnim spiskovima za ručnu provjeru (izolovani čvorovi, MANUAL_REVIEW grane, duplikati i dionice koje treba obrisati nakon spajanja). Takođe, svi podaci se automatski učitavaju u GIS sa predefinisanim stilovima radi lakšeg vizuelnog pregleda.

Rezultat koji se dobije prikazan je na slici 2.



Slika 2 – Prikaz rezultata algoritma, crvene linije su originalna geometrija, žute linije predstavljaju grane jednopolne šeme, bijele tačke predstavljaju čvorove jednopolne šeme (trafostanice, promjene provodnika, otcjepne tačke JUNCTION, krajevi dionica bez trafostanica ENDPOINT), a crvene tačke su čvorovi tipa "ISOLATED" (nisu spojeni ni na jednu granu, jer za te TS nisu ucrtani priključni vodovi u GIS-u)

4 AŽURIRANJE TABELA ČVOROVA I GRANA

Kad se u GIS-u unesu promjene (npr. izgrađena nova trafostanica, sa priključnim kablovima koja se priključuje na postojeći kabl po principu “ulaz-izlaz”), formiraju se nove tabele “dionice_nove”, “ts_sn_nn_nove”, i ostale koje sadrže izmjene na objektima (npr. stubovi_novi). Na početku se od postojećih tabela grana i čvorova naprave rezervne kopije za svaki slučaj (ako se npr. manuelnom provjerom ustanovi da algoritam nije postigao traženi rezultat). Zatim se prati praktično isti algoritam koji je korišten za inicijalno punjenje tabela grana i čvorova: sve nove dionice se upisuju u tabelu grana sa statusom čekanja (eng.“pending”), za svaku novu trafostanicu provjerava se da li već postoji u tabeli grana kao čvor sa statusom “izolovan” (eng.“isolated”), i upisuje se kao novi čvor ili joj se mijenja status, AI modelu se šalju objekti u obuhvatu oko novog čvora, model odlučuje koje se grane spajaju na trafostanicu, zatim se AI modelu šalju slobodni krajevi novih čvorova da bi on odlučio: da li se spaja na postojeći čvor, da li se kreira novi “junction” čvor na sredini magistrale uz geometrijsko razdvajanje magistrale na dvije grane, da li se kreira novi “junction” čvor na mjestu promjene tipa i presjeka provodnika, ili se kraj ne može spojiti (dobija status “isolated”), zatim se proces ponavlja u iteracijama dok se ne detektuje da nema napretka, nakon čega se ostali krajevi označavaju za ručnu provjeru (“manual_review”), te se traže stare grane koje nove dionice topološki zamjenjuju (npr. postojeći kabl koji je rasječen) i one dobijaju status za brisanje (eng.”erase”) da bi se naknadno mogla izvršiti analiza i ručno brisanje tih dionica iz GIS baze.

5 NAČIN KOMUNIKACIJE SA AI API-JEM

U ovom radu korišten je Google Gemini API (model „gemini-2.0-flash-lite“, zbog velikog besplatnog konteksta koji je zgodan za testiranja) za donošenje topoloških odluka koje je teško riješiti čistom geometrijskom logikom. Komunikacija se odvija putem HTTP POST zahtjeva na REST endpoint, pri čemu se zahtjev i odgovor razmjenjuju u JSON formatu.

Svakom pozivu API-ju šalje se tekstualni prompt koji sadrži kontekstualne podatke o konkretnom problemu — koordinate i atribute slobodnog kraja dionice, listu okolnih čvorova i susjednih dionica s njihovim udaljenostima, te precizna pravila odlučivanja. API-ju se eksplicitno nalaže da odgovor vrati isključivo kao validan JSON objekat određene strukture, bez dodatnog teksta, korištenjem parametra `responseMimeType: "application/json"`. Poziv funkcije izgleda ovako:

```
def gemini(prompt):
    body = {
        "contents": [{"parts": [{"text": prompt}]}],
        "generationConfig": {"responseMimeType": "application/json"}
    }
    r    = requests.post(API_URL, json=body, timeout=60)
    raw  = r.json()['candidates'][0]['content']['parts'][0]['text']
    return json.loads(raw)
```

Na ovaj način izlaz modela moguće je direktno parsirati i koristiti u daljem toku programa. Prompt se dinamički gradi za svaki slobodni kraj dionice i sadrži sve relevantne podatke u čitljivom obliku. Prikazani su uvodni i završni dio prompta — između njih nalaze se JSON liste okolnih čvorova, susjednih dionica i magistrala:

```
prompt = f"""Ti si ekspert za SN distribucijske mreže.
SLOBODNI KRAJ DIONICE:
{{
  "koji_kraj": "{koji_kraj}",
  "naziv": "{ep['naziv']}",
```

"sifra_voda": "{ep['sifra_voda']}",

"provodnik": "{ep['provodnik']}", "presjek": "{ep['presjek']}",

"routetype": "{ep['routetype']}", "length_m": {round(float(ep['length'] or 0), 1)}

}}

POSTOJEĆI ČVOROVI U BLIZINI ({R_SPJ}m):

{json.dumps(cvor_list, ensure_ascii=False, indent=2)}

SUSJEDNI KRAJEVI DIONICA U BLIZINI ({R_SPJ}m):

{json.dumps(susj_list, ensure_ascii=False, indent=2)}

...

PRAVILA — pažljivo prouči SVE atribute prije odluke:

VAŽNO: routetype=N znači NADZEMNI vod, routetype=P znači PODZEMNI kabel!

- SPOJI_NA_CVOR — slobodan kraj je geometrijski blizak postojećem čvoru (navedi node_id).

- NOVI_CVOR_OTCJEP — kraj ove dionice spaja se na SREDINU druge dionice (magistrale).

- ISOLATED — nema ničeg u blizini, ne može se spojiti ni na šta

Vrati SAMO validan JSON:

{{

"odluka": "SPOJI_NA_CVOR | NOVI_CVOR_OTCJEP | ISOLATED",

"node_id": null,

"magistrala_br": null,

"razlog": "..."

}}"""

Odgovor koji model vraća sadrži polje `odluka` sa jednom od predefinisanih vrijednosti (`SPOJI_NA_CVOR`, `NOVI_CVOR_OTCJEP`, `ISOLATED`), te dopunska polja poput identifikatora čvora ili rednog broja magistrale. Program zatim na osnovu tog odgovora izvršava odgovarajuću operaciju nad bazom podataka — spajanje grane na postojeći čvor, kreiranje novog čvora račvanja ili označavanje dionice kao izolovane.

Pored odlučivanja o slobodnim krajevima, API se koristi i za spajanje geometrija — kada dvije polilinije koje predstavljaju isti fizički kabl nisu tačno nastavljene jedna na drugu, modelu se šalju WKT geometrije obje linije i traži se da vrati spojenu poliliniju u ispravnom redoslijedu verteksa.

Broj potrošenih tokena zavisi od komplikovanosti topologije mreže, kao i od AI modela koji se koristi. Budući da se potrošnja tokena korištenjem navedenog algoritma može prognozirati dosta precizno, moguće je upravljati potrošnjom modela na način da se poštuju limiti koji su propisani na korištenom AI modelu, a sve u cilju potpunog izbjegavanja ili smanjenja troškova pri pozivanju AI modela preko API-a.

6 AI KAO AGENT ZA KONTROLU KVALITETA I REVIZIJU ATRIBUTA

Jedna od najvećih prednosti sistema je automatska detekcija anomalija u GIS bazi. Na primjer, tabela dionica sadrži podatak o šifri voda (sačinjena od šifre napojne trafostanice i šifre izlazne ćelije) koji može biti pogrešno unesen. AI model bi inteligentnim zaključivanjem trebao naći svako neslaganje i dati svoje “mišljenje”, koje se automatski markira u posebnoj koloni za status u tabelema čvorova i grana. Na taj način, inženjeri dobijaju precizan izvještaj o čvorovima ili dionicama koje u GIS-u imaju vjerovatno unesen pogrešan podatak . Sistem takođe identifikuje „izolovane” elemente koji prostorno ne pripadaju ni jednom sistemu (npr. trafostanica koja je

nacrtana bez priključnih vodova). Uzevši sve ovo u obzir, AI model može da posluži kao moćan alat za čišćenje i reviziju višegodišnjih grešaka u unosu podataka.

7 AUTOMATIZACIJA GENERISANJA ŠEMA I VIZUELIZACIJA REZULTATA

Finalni rezultat obrade je digitalni blizanac mreže u vidu tabela čvorova i grana. Koristeći SQL funkciju ST_MakeLine, skripta unutar GIS aplikacije transformiše odluke AI modela u vizuelno čistu jednopolnu šemu. Umjesto iskrivljenih linija sa terena, šema prikazuje direktne, ravne veze između centara trafostanica i otcjepnih čvorova. Tako se u GIS-u može jednim klikom prelaziti sa geografskog prikaza (mapa) na topološki prikaz (šema), uz zadržavanje svih atributa o provodnicima i trafostanicama. Ovakav prikaz omogućava trenutnu uočljivost pravaca napajanja, čime se drastično olakšava preglednost SN mreže u svrhu jednostavnijeg upravljanja i održavanja.

8 ANALIZA EFIKASNOSTI I UŠTEDA RESURSA

Primjena AI modela za rekonstrukciju 4700 trafostanica pokazuje superiornost u brzini i preciznosti. Dok bi ručna korekcija zahtijevala angažman tima inženjera tokom više mjeseci, hibridni sistem završava procesiranje cijelog konzuma u jako kratkom roku. Ušteda se ne mjeri samo u radnim satima, već i u kvalitetu izlaznih podataka koji postaju osnova za ispravljanje grešaka u GIS-u, te za napredne proračune tokova snaga i gubitaka u mreži. Ekonomičnost rješenja je osigurana selektivnim slanjem podataka AI-ju, čime se troškovi API tokena svode na minimum.

9 DALJI RAZVOJ I UNAPREĐENJE PRISTUPA

Prikazani pristup, iako funkcionalan, otvara nekoliko smjerova za unapređenje. Analiza algoritma pokazuje da je jezički model (LLM) zapravo neophodan samo u uskom skupu odluka: spajanju geometrija dvije polilinije u ispravnom redoslijedu verteksa, te u rubnim slučajevima gdje atributivni i geometrijski kriterijumi daju konfliktne rezultate. Preostale odluke — dodjela trafostanice najbližem slobodnom kraju i prepoznavanje otcjepa na magistrali — u većini slučajeva mogu biti riješene direktno u kodu, bez pozivanja AI API-ja, čime je moguće smanjiti broj API poziva u velikom procentu, uz zadržavanje skoro iste tačnosti. U pristupu koji je opisan u ovom radu je namjerno korišten AI API za sva odlučivanja, da bi ispitali za koje odluke AI model može dovoljno pouzdano da se iskoristi u ovom trenutku.

U daljem razvoju ove funkcionalnosti u GIS-u u Elektrokrajini jedan od dugoročno perspektivnijih pristupa jeste upotreba grafičke neuronske mreže (engl. Graph Neural Networks, GNN). Za razliku od jezičkih modela koji donose odluke u malom, izolovanom kontekstu, GNN arhitektura modeluje međusobne veze elemenata mreže i trebala bi moći obraditi cijeli vod ili veći dio mreže odjednom, bez velikog rizika od halucinacija. Ovakav model neuronske mreže bi učio iz primjera ispravno rekonstruisane topologije, odnosno iz pravilno rekonstruisane topologije dijela mreže (provjerenih tabela čvorova i grana). Upravo topologija generisana algoritmom iz ovog rada na manjem dijelu mreže, nakon ručne verifikacije označenih slučajeva, može da predstavlja skup podataka pogodan za treniranje GNN modela. Sa dovoljnim brojem ispravno spojenih vodova kao uzorkom, treba razviti model specifičan za elektrodistributivne mreže koji bi topološku rekonstrukciju izvodio brže, preciznije i bez ovisnosti o eksternim API servisima, za ostatak mreže.

10 ZAKLJUČAK

Integracija vještačke inteligencije sa prostornim GIS bazama podataka predstavlja novi standard u razvoju GIS-a koji Elektrokrajina razvija zajedno sa firmom GeoInova u softveru ElektroCAD GIS. Ovaj rad predstavlja praktični doprinos autora u korištenju postojećih LLM modela kao široko dostupnom modelu vještačke inteligencije, za analizu nepreciznog GIS crteža i pretvaranje u precizni topološki model mreže, bez velike količine manuelnog rada. Predloženi hibridni model u kojem AI model analizira topologiju i predlaže slučajeve za dodatnu ručnu analizu grešaka, uspješno rješava većinu kompleksnih slučajeva radijalnih grananja, interkonekcija i paralelnih vodova, istovremeno vršeći reviziju i čišćenje geometrijskih i atributivnih podataka.

Iako je rad pokazao da je za rješavanje kompleksne topologije moguće koristiti LLM modele, u ovom trenutku oni ipak nisu dovoljno „istrenirani“ da bi mogli raditi inteligentnu topologiju samostalno bez pomoći komplikovanih algoritama. Sa vrlo brzim razvojem ove oblasti kojem svi svjedočimo u posljednje vrijeme, realno je za očekivati da će se uskoro pojaviti specifični AI agenti koji će biti trenirani upravo za rješavanje kompleksne topologije kao što je elektrodistributivna, bilo kroz unapređenje postojećih AI modela, ili kroz integraciju AI agenata u često korištene programe, što za crtanje (kao što je AutoCAD), što za rad sa bazama podataka (kao što je

PostgreSQL/PostGIS). Elektrokrajina će u saradnji sa firmom GeoInova nastaviti rad na istraživanju u cilju rješavanja navedenih, ali i ostalih problema koji se javljaju u primjeni GIS-a u elektrodistributivnoj oblasti.

LITERATURA

[1] PostGIS Project Steering Committee. PostGIS 3.4.0 Manual.
[2] PostgreSQL Global Development Group. PostgreSQL 16 Documentation.
[3] Google Cloud. Gemini 2.0 Flash API Documentation.
[4] Python Software Foundation. Psycopg2 and NetworkX: Libraries for Database Connectivity and Graph Analysis.
[5] Open Geospatial Consortium (OGC). Simple feature access - Part 1: Common architecture.

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R3-13

PRIMJENA AI MODELA ZA PREPOZNAVANJE I TUMAČENJE PODATAKA IZ MULTIMEDIJALNE DOKUMENTACIJE U ELEKTRODISTRIBUTIVNIM GIS SISTEMIMA

APPLICATION OF AI MODELS FOR RECOGNITION AND INTERPRETATION OF DATA FROM MULTIMEDIA DOCUMENTATION IN ELECTRIC DISTRIBUTION GIS SYSTEMS

Dragan KOPRENA, Elektrokrajina a.d. Banja Luka, Bosna i Hercegovina*
Savo MAKSIMOVIĆ, Geoinova d.o.o., Bosna i Hercegovina
Nikola SAVOVIĆ, Geoinova d.o.o., Bosna i Hercegovina

KRATAK SADRŽAJ

U radu je prikazan koncept i pilot-implementacija AI sloja iznad GIS platforme za elektrodistributivne sisteme, namenjenog prepoznavanju, ekstrakciji i tumačenju podataka iz multimedijalne dokumentacije povezane sa GIS objektima. Predloženi pristup objedinjuje atribute feature-a, digitalne dokumente, skenirane PDF-ove i fotografije u jedinstven semantički profil objekta. Nad takvim profilom formiraju se embedding reprezentacije i vektorski indeks koji omogućavaju pretragu po značenju, a ne samo po ključnim rečima. Posebna pažnja posvećena je obradi skeniranih zapisnika, situacionih planova i terenskih fotografija, gde Vision/OCR modeli ekstraktuju tekstualni sadržaj, natpise, oznake i opis vizuelnog stanja objekta. Pored semantičke pretrage, AI sloj omogućava i reasoning funkcije, kao što su klasifikacija stanja, detekcija anomalija i generisanje sažetih odgovora za potrebe dispečera, planera i terenskih ekipa. Na pilot-scenariju sa tri GIS objekta i pridruženom dokumentacijom pokazano je da je moguće pouzdano povezati informacije iz različitih izvora i korisniku vratiti rezultat u kontekstu konkretne elektrodistributivne opreme. Rešenje je koncipirano tako da GIS ostaje izvor istine, dok AI sloj predstavlja semantički i analitički dodatak koji se može postepeno širiti na veći broj objekata i dokumenata.

Ključne reči: veštačka inteligencija, GIS, semantička pretraga, OCR, elektrodistributivna mreža, multimedijalna dokumentacija

ABSTRACT

The paper presents the concept and pilot implementation of an AI layer deployed above a GIS platform for electric distribution systems, intended for recognition, extraction and interpretation of data from multimedia documentation linked to GIS objects. The proposed approach consolidates feature attributes, digital documents, scanned PDFs and photographs into a unified semantic object profile. Embedding representations and a vector index are then created to enable search by meaning rather than by keywords only. Special attention is given to the processing of scanned inspection reports, layout plans and field photographs, where Vision/OCR models extract textual content, labels and a description of the visible object condition. Besides semantic search, the AI layer also supports reasoning functions such as condition classification, anomaly detection and generation of concise answers for dispatchers, planners and field crews. A pilot scenario with three GIS objects and their associated documentation demonstrates that information from heterogeneous sources can be reliably linked and returned to the user in the context of a specific distribution asset. The solution is designed so that GIS remains the source of truth, while the AI layer acts as a semantic and analytical extension that can be gradually expanded to a much larger document base.

Keywords: artificial intelligence, GIS, semantic search, OCR, electric distribution network, multimedia documentation

* Savo Maksimović, savo.maksimovic@geoinova.com; Dragan Koprena, dragan.koprena@elektrokrajina.com; Nikola Savović <nikola.savovic@geoinova.com>

UVOD

Elektrodistributivni sistemi raspolažu velikim brojem GIS objekata, a uz svaki objekat vezani su zapisnici o pregledu, projekti, situacioni planovi, fotografije sa terena, skenirana dokumentacija i drugi prilozi. U praksi je najveći problem što je značajan deo tog znanja zarobljen u nestrukturisanim dokumentima i slikama, pa se do relevantne informacije teško dolazi kroz klasičnu pretragu po nazivu dokumenta ili nekoliko ključnih reči.

Savremeni modeli zasnovani na transformer arhitekturi omogućavaju da se tekst, slike i skenirani dokumenti prevedu u semantičke reprezentacije, čime se otvara mogućnost pretrage po značenju, klasifikacije stanja i generisanja odgovora nad dokumentacijom [1]-[3]. U ovom radu predlaže se AI sloj iznad GIS platforme koji ne mijenja postojeći podatkovni model, već čita atribute i dokumente, formira vektorski indeks i korisniku vraća rezultate u kontekstu konkretnog GIS objekta.

1 IZAZOVI UPRAVLJANJA MULTIMEDIJALNOM DOKUMENTACIJOM

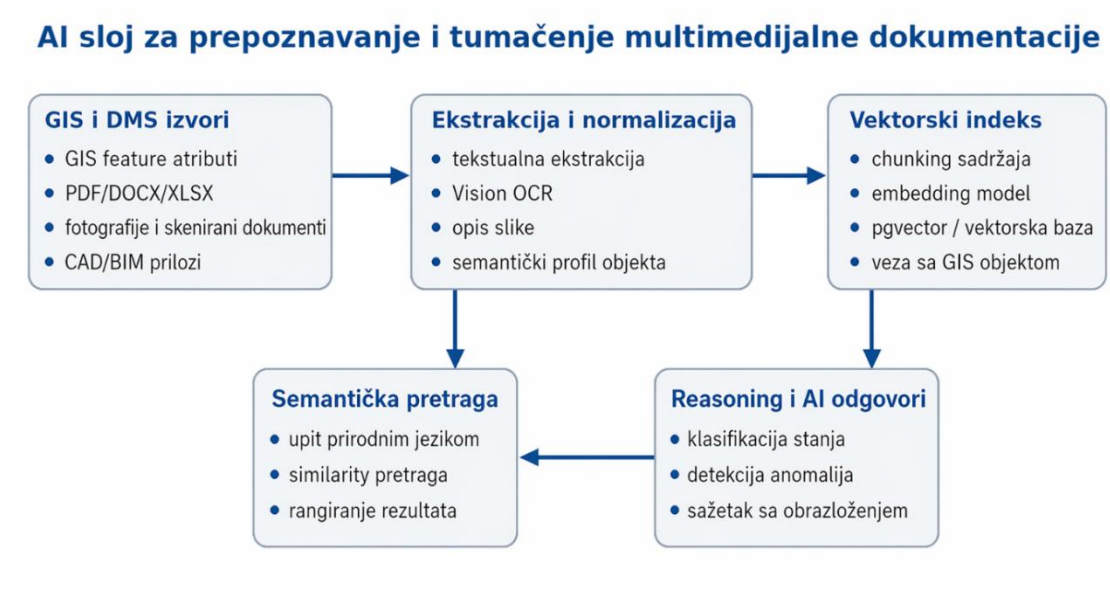
U elektrodistributivnim organizacijama podaci o trafostanicama, stubovima, kablovima, priključnim tačkama i drugoj opremi najčešće su raspoređeni kroz više informacionih izvora. Struktuirani podaci nalaze se u GIS i poslovnim bazama, dok se značajan deo konteksta nalazi u dokumentima: izveštajima o inspekciji, elaboratima, skicama, fotografijama oštećenja ili skeniranim aktima. Dokumenti često sadrže iste objekte opisane različitom terminologijom, sa skraćenicama, neujednačenim nazivima lokacija i ručno unijetim oznakama.

Zbog toga klasična full-text pretraga daje ograničene rezultate. Ako korisnik postavi upit „trafostanice sa oštećenjem kućišta“, sistem koji pretražuje samo tačne reči može propustiti zapis u kome je upotrebljen izraz „korozija ormara“, „pukotina na panelu“ ili samo fotografski dokaz bez odgovarajuće tekstualne oznake. Sličan problem postoji i kod skeniranih PDF-ova, gde sadržaj nije dostupan bez OCR obrade.

2 ARHITEKTURA AI SLOJA NAD GIS PLATFORMOM

Predloženo rešenje uvodi poseban AI semantic and reasoning layer iznad postojećeg GIS sistema. GIS ostaje izvor istine za geometriju, atribute i veze sa dokumentima, dok AI sloj obavlja ekstrakciju sadržaja, normalizaciju, generisanje embedding-a, vektorsko indeksiranje i reasoning upite. Time se izbjegava dupliranje poslovne logike u AI komponenti i omogućava da se novi AI servisi uvode postepeno, bez narušavanja osnovnih poslovnih tokova.

Svaki GIS objekat dobija semantički profil koji objedinjuje naziv i tip objekta, ključne atribute, tekst izdvojen iz dokumenata, OCR rezultat za skenirane priloge i opis slike za fotografije. Profil se po potrebi deli na manje sadržajne celine, a zatim se za svaku celinu generiše embedding vektor [2]. Vektori se čuvaju u bazi povezanoj sa identitetom GIS objekta, pa je moguće vratiti rezultat pretrage i odmah ga prikazati na mapi ili u ekranu detalja objekta. Blok dijagram rešenja prikazan je na slici 1.



Slika 1 – Arhitektura AI sloja za obradu i pretragu multimedijalne dokumentacije

Predloženi AI sloj je dodatno proširen ugrađenim funkcijama prostorne analize koje koriste geometriju i topološke odnose između GIS objekata. Ove funkcije omogućavaju izvođenje analiza kao što su prostorna blizina, presjeci, identifikacija konflikata i analiza uticajnih zona, čime se semantička interpretacija podataka dodatno obogaćuje prostornim kontekstom.

3 OBRADA TEKSTUALNIH, SLIKOVNIH I SKENIRANIH DOKUMENATA

Za digitalne dokumente (PDF, DOCX, XLSX) najpre se sprovodi klasična ekstrakcija teksta i osnovnih metapodataka. Kada sistem detektuje da dokument ne sadrži dovoljno mašinski čitljivog teksta, aktivira se Vision/OCR obrada: stranice dokumenta se pretvaraju u slike, nakon čega model izdvoja tekst, prepoznaje oznake, tabele, bitne numeričke vrijednosti i ključne opise. Na fotografijama sa terena koristi se opis slike, čime se dobijaju informacije o vizuelnom stanju opreme, oznakama na kućištu i eventualnim spoljnim oštećenjima.

Izdvojeni sadržaj se zatim normalizuje u jedinstven tekstualni zapis pogodan za embedding. Time se postiže da upit korisnika bude uporediv sa sadržajem dokumenta bez obzira da li je izvorni podatak potekao iz atributa GIS objekta, skeniranog zapisnika ili fotografije. Tabela I prikazuje osnovne tipove ulaza i očekivani AI izlaz.

Tabela I – Tipovi ulaznih sadržaja i AI obrada u predloženom sistemu

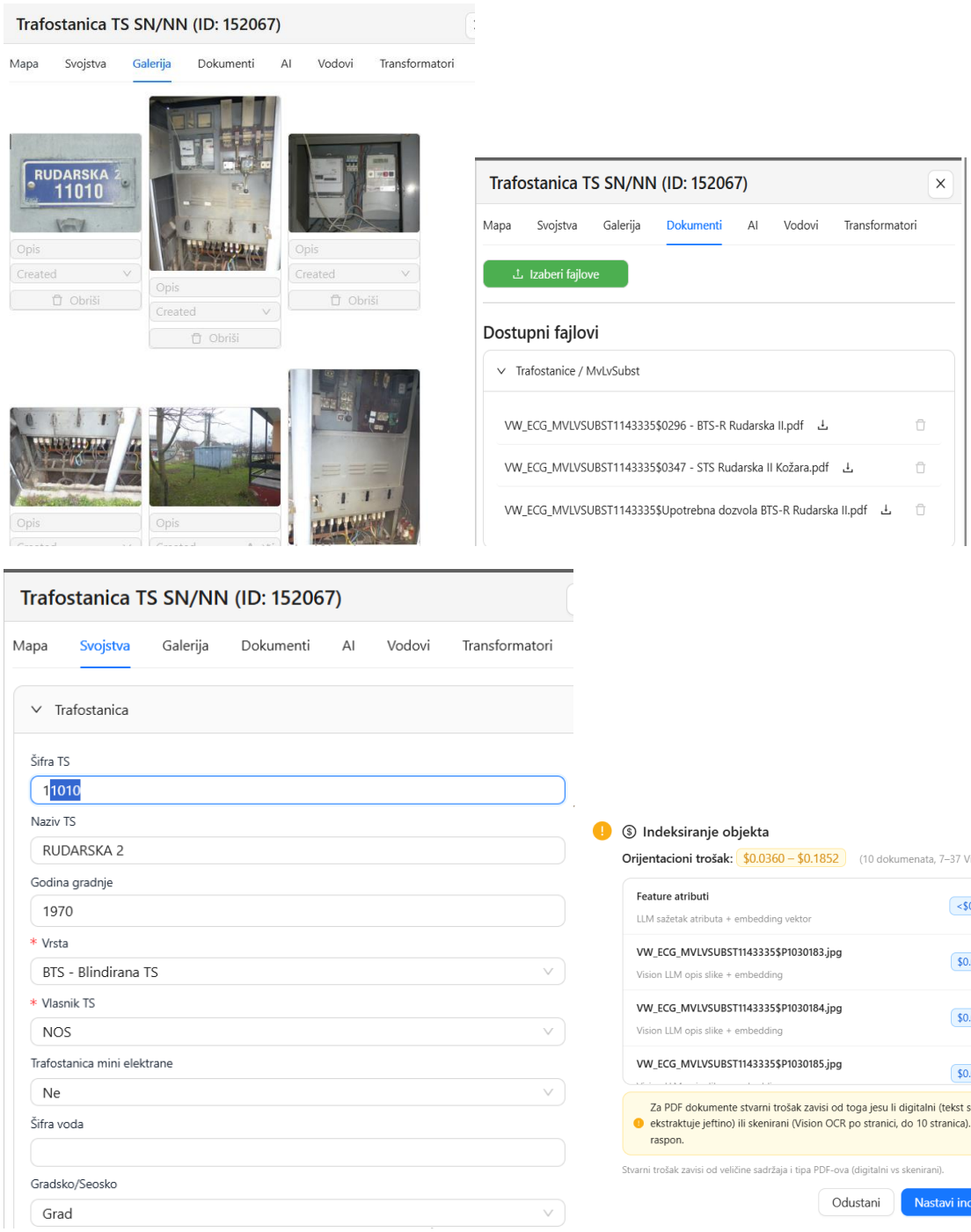
Ulazni sadržaj	Primarna obrada	AI izlaz	Namena u GIS-u
GIS atributi feature-a	normalizacija polja i naziva	semantički profil objekta	pretraga i filtriranje
Digitalni PDF/DOCX	ekstrakcija teksta i chunking	tematski segmenti dokumenta	pronalaženje relevantnog priloga
Skenirani PDF	Vision OCR i sažimanje	tekst, oznake i kontekst stranice	obrada zapisnika i skica
Fotografija sa terena	opis slike i OCR natpisa	vizuelno stanje i identifikatori	procena stanja opreme

U praksi je posebno važno da sistem podrži heterogenost dokumenata. Jedan objekat može imati digitalni projekat, skenirani zapisnik i više fotografija nastalih u različitim periodima. AI sloj ne pokušava da zameni postojeću dokumentacionu hijerarhiju, već sve izvore mapira na isti objekat i prema potrebi ih hronološki ili tematski povezuje.

4 SEMANTIČKO INDEKSIRANJE I PRETRAGA

Semantičko indeksiranje sastoji se od tri koraka: formiranje sadržajnih cjelina, generisanje embedding vektora i čuvanje veze između vektora i izvornog GIS objekta. Korisnički upit, na primjer „trafostanice sa vidljivom korozijom i oštećenjem vrata“, takođe se pretvara u embedding i poredi sa indeksiranim sadržajem korišćenjem cosine sličnosti. Rezultat pretrage nije samo lista dokumenata, već rangirana lista GIS objekata i konkretnih priloga koji objašnjavaju zašto je objekat pronađen.

Ovakav pristup omogućava da korisnik pronađe relevantan objekat i onda kada se terminologija u dokumentaciji razlikuje od formulacije u upitu. Pored same sličnosti, moguće je uvesti i dodatne filtere kao što su tip elementa, model, teritorija, vremenski period ili status opreme. Time se AI pretraga uklapa u postojeće GIS procese, umesto da funkcioniše kao izolovan eksperimentalni modul.

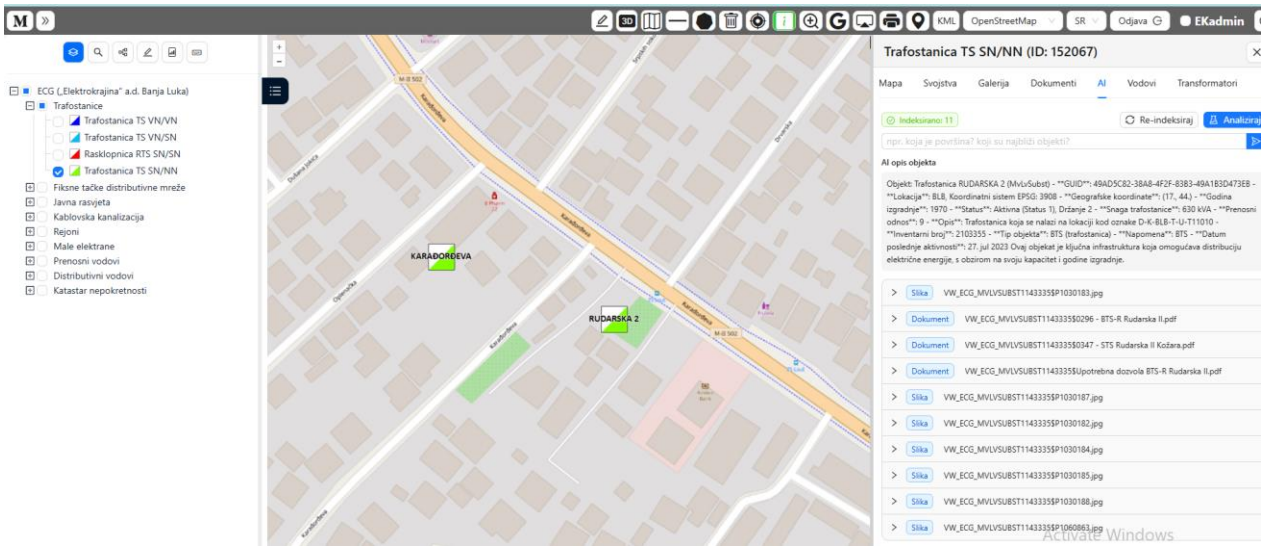


Slika 2 –Mulimedijalni sadržaj i procjena troška

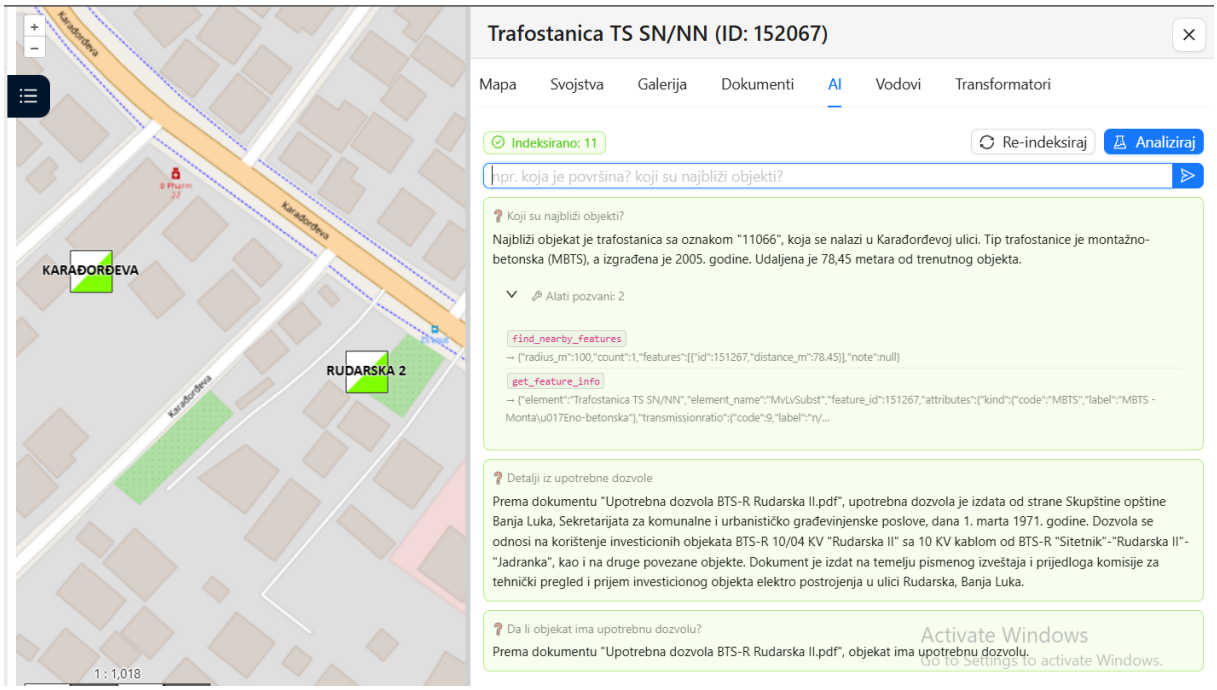
5 AI TUMAČENJE I REASONING NAD DOKUMENTACIJOM

Nakon što sistem izdvoji relevantne sadržaje, nad njima je moguće izvršiti i dodatno AI tumačenje. U tom koraku LLM koristi semantički profil objekta, rezultate pretrage i domenska pravila kako bi generisao strukturisani odgovor: klasifikaciju stanja objekta, procenu prioriteta intervencije, detekciju nedostajućih podataka ili sažetak najvažnijih nalaza. Ovaj nivo nije zamišljen kao automatska zamena za inženjersku odluku, već kao podrška korisniku da iz velike količine dokumentacije dobije pregledan i obrazložen rezultat.

Za elektrodistributivni domen posebno su korisna pravila konteksta: za trafostanice se u fokus stavljaju oštećenje kućišta, tragovi curenja ulja i stanje priključaka; za stubove mreže važni su nagib, mehanička oštećenja i korozija; za kablovsku infrastrukturu relevantni su prekidi trase, neusklađenost oznaka i konflikt sa drugim instalacijama. Takva pravila značajno povećavaju praktičnu vrednost odgovora u odnosu na generički chat nad dokumentima [1], [4].

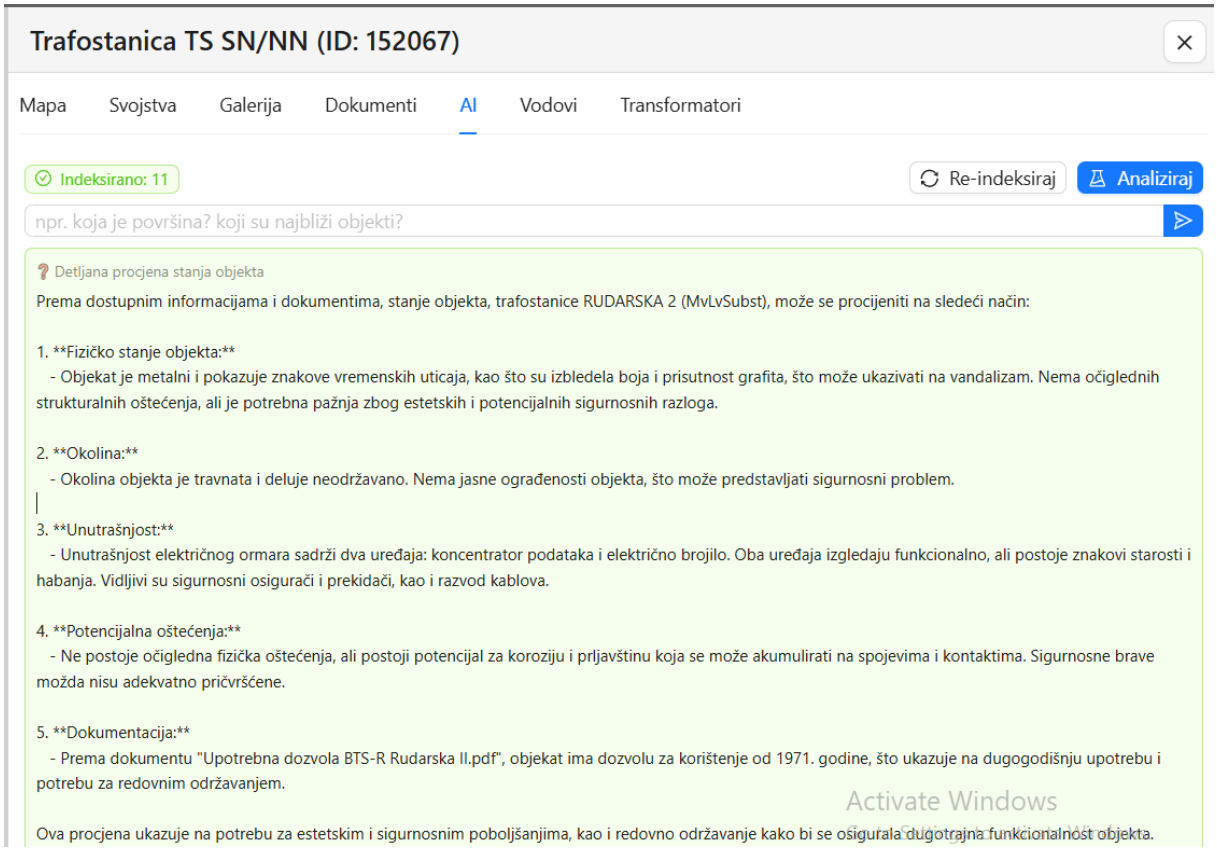


Slika 3 –Informacija o nalazima



Slika 4 –AI interpretacija upita i tumačenje sadržaja

AI reasoning sloj koristi ne samo informacije izdvojene iz dokumentacije, već i rezultate prostornih analiza nad GIS podacima. Na taj način, interpretacija stanja objekta uzima u obzir i prostorne relacije, kao što su udaljenost od drugih objekata, preklapanje sa infrastrukturom ili pozicija u odnosu na kritične zone. Ovakav pristup omogućava preciznije zaključke i bolje prioritizovanje intervencija u odnosu na analizu zasnovanu isključivo na tekstualnim i vizuelnim podacima.



Slika 5 –Procjena stanja objekta

6 PILOT-PRIMJENA, REZULTATI I EVALUACIJA

Pilot-primjena izvedena je na malom, ali reprezentativnom skupu od tri GIS objekta: trafostanici, stubu i kablovskoj deonici, uz pridružene PDF zapisnike, fotografije i osnovne atribute objekata. Cilj nije bio statističko benchmark testiranje, već provera kompletnog toka: ekstrakcija sadržaja, povezivanje sa GIS identitetom, generisanje embedding-a, semantička pretraga i AI sažimanje rezultata. U svim testnim scenarijima sistem je uspešno povezao pripadajuću dokumentaciju sa odgovarajućim objektom i vratio rezultat u obliku koji korisnik može odmah da proveri na mapi ili u ekranu detalja.

U cilju inicijalne procene performansi predloženog AI sloja, sprovedena je kvalitativna evaluacija nad pilot skupom koji obuhvata tri GIS objekta (trafostanica, stub i kablovska deonica) sa pridruženom multimedijalnom dokumentacijom.

Evaluacija je obuhvatila sledeće aspekte:

- tačnost povezivanja dokumentacije sa odgovarajućim GIS objektom,
- relevantnost rezultata semantičke pretrage,
- kvalitet ekstrakcije sadržaja iz skeniranih dokumenata i fotografija,
- korisnost generisanih sažetaka i interpretacija.

Rezultati pokazuju da je sistem u svim testiranim slučajevima uspešno:

- povezao različite tipove dokumenata (PDF, fotografije, skenirani zapisnici) sa odgovarajućim GIS objektima,
- identifikovao relevantne sadržaje čak i u slučajevima kada terminologija u upitu i dokumentaciji nije bila identična,
- izdvojio ključne informacije iz skeniranih dokumenata primenom OCR obrade,

- generisao sažete i kontekstualno smislene odgovore koji olakšavaju interpretaciju podataka od strane korisnika.

U poređenju sa klasičnom pretragom po ključnim rečima, semantički pristup pokazao je značajnu prednost u scenarijima gde:

- postoji terminološka neusklađenost (npr. „oštećenje kućišta“ vs. „korozija ormara“),
- relevantna informacija postoji samo u slikovnom ili skeniranom obliku,
- je potrebno objediniti informacije iz više različitih izvora.

S obzirom na ograničen obim pilot skupa, rezultati se posmatraju kao indikativni i predstavljaju potvrdu koncepta (proof-of-concept), a ne statistički reprezentativnu evaluaciju. Dalja validacija sistema zahteva primenu na većim skupovima podataka, uz uvođenje kvantitativnih metrika kao što su preciznost, odziv (recall) i vreme izvršavanja upita.

7 ZAKLJUČAK

Prikazani koncept pokazuje da je moguće formirati praktičan AI sloj iznad GIS platforme za elektrodistributivne sisteme, bez izmene postojećeg modela podataka i poslovnih procesa. Kombinovanjem ekstrakcije teksta, Vision/OCR obrade, embedding modela, vektorske pretrage i funkcija egzaknte prostorne analize postiže se da dokumenti, fotografije i atributi postanu jedinstvena baza znanja vezana za konkretan GIS objekat. Najveća vrijednost predloženog pristupa je u tome što korisniku omogućava prirodan upit nad celokupnom multimedijalnom dokumentacijom, uz rezultat koji je odmah smješten u geografski i poslovni kontekst. Dalji razvoj treba usmeriti na proširenje pilot-a na veće skupove dokumentacije, definisanje domenskih pravila po tipu opreme i uvođenje mehanizama verifikacije AI rezultata od strane inženjera.

8 LITERATURA

[1] P. Lewis, E. Perez, A. Piktus et al., “Retrieval-Augmented Generation for Knowledge-Intensive NLP Tasks”, Advances in Neural Information Processing Systems, 2020.
[2] N. Reimers, I. Gurevych, “Sentence-BERT: Sentence Embeddings using Siamese BERT-Networks”, Proceedings of EMNLP-IJCNLP, 2019.
[3] A. Vaswani, N. Shazeer, N. Parmar et al., “Attention Is All You Need”, Advances in Neural Information Processing Systems, 2017.
[4] S. Minaee, T. Mikolov, N. Nikzad et al., “Large Language Models: A Survey”, arXiv preprint arXiv:2402.06196, 2024.
[5] The PostgreSQL Global Development Group, “PostgreSQL Documentation”, available online: https://www.postgresql.org/docs/.
[6] J. Devlin, M.-W. Chang, K. Lee, K. Toutanova, “BERT: Pre-training of Deep Bidirectional Transformers for Language Understanding”, Proceedings of NAACL-HLT, 2019.

Broj rada: R4-01

PROCENA PRIKLJUČNOG KAPACITETA MREŽE NA PRIMERU JEDNE TS 110/35 KV/KV ZA POSTOJEĆE STANJE I PERSPEKTIVNO STANJE SA SOLARNIM ELEKTRANAMA

HOSTING CAPACITY ESTIMATION ON THE REAL EXAMPLE OF A 110/35 KV SUBSTATION FOR THE EXISTING AND THE FUTURE SCENARIO WITH INSTALLED SOLAR POWER PLANTS

Milica DILPARIĆ, INSTITUT NIKOLA TESLA AD, Republika Srbija*
Sara STAMATOVIĆ, INSTITUT NIKOLA TESLA AD, Republika Srbija
Branka KOVAČEVIĆ, INSTITUT NIKOLA TESLA AD, Republika Srbija
Dušan VUKOTIĆ, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, Republika Srbija
Svetlana MEĐO, Elektrodistribucija Srbije d.o.o. Beograd, Republika Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Prilikom planiranja savremenih distributivnih sistema, u kojima se teži što većem udelu proizvodnje iz distribuiranih energetskih resursa (DER), potrebno je detaljno i pažljivo izvršiti procenu maksimalne moguće integracije DER, ali da pritom ne budu narušena tehnička ograničenja rada sistema. Naime, priključenje novih elektrana na mrežu može izazvati prekoračenje propisanih naponskih granica ili preopterećenje nekih elemenata sistema. Planiranje proizvodnje iz OIE zahtevan je zadatak zbog intermitentnosti u njihovoj proizvodnji, koja je direktna posledica trenutnih prirodnih uslova (osunčanost, brzina vetra, temperatura...). Proračun kapaciteta mreže (Hosting capacity analiza) omogućava da se proceni mogućnost integracije što više DER na optimalan način u mrežu, a da pri tome ne dođe do narušavanja tehničkih ograničenja rada sistema i dodatnih ulaganja u ojačanje infrastrukture. Na osnovu proračuna moguće je identifikovati i zagušenja u mreži, odnosno „uska grla“. Proračuni su izvršeni u softveru DigSILENT Power Factory, i uvažena su naponska i termička ograničenja svih elemenata u mreži, kao i dozvoljena promena napona na mestu priključenja. Cilj rada je da se prikaže analiza proračuna kapaciteta mreže na primeru iz prakse, na jednoj TS 110/35 kV/kV, i na osnovu toga identifikuju optimalna mesta za dodavanje novih instalisanih kapaciteta i koliko ti kapaciteti mogu da iznose. Ukazano je i na mesta na kojima se dešavaju zagušenja sistema, indikativna za planiranje investiranja u ojačanje mrežne infrastrukture. Razmatrana su dva režima rada mreže, maksimalno i minimalno opterećenje, i na osnovu njih određen je priključni kapacitet u posmatranoj tački sistema kao minimum od ove dve vrednosti. Pored režima rada mreže, analiza uzima u obzir trenutno i perspektivno stanje, odnosno predviđeno stanje u mreži kada se na nju priključe do sada planirani kapaciteti DER. Procena proizvodnje potencijalnih solarnih elektrana izvršena je na osnovu geografske lokacije trafostanice i meteoroloških podataka. Rezultati su prikazani tabelarno i grafički u vidu heat map dijagrama.

Ključne reči: kapacitet mreže, distribuirana proizvodnja, simulacioni model

ABSTRACT

The planning of modern distribution systems with high DER penetration requires a detailed and careful assessment of the maximum integration level that can be achieved while ensuring that all technical constraints of the system are satisfied. The connection of a new power plant to the network may lead to violations of prescribed voltage limits or overloads of certain elements of the system. The planning of generation from renewable energy sources (RES) is a demanding task due to its intermittency, which is a direct consequence of current natural conditions (solar irradiance, wind speed, temperature, etc.). Hosting capacity analysis enables the assessment of the possibility of integrating the maximum amount of DER into the network in an optimal way, without violating technical operating constraints or requiring additional investments in network reinforcement. Network congestions (“bottlenecks”) can also be identified based on the analysis. The calculations were performed using DigSILENT PowerFactory software, taking into account voltage and thermal limits of all network elements, as well as the allowable voltage variation at the point of connection. The goal of this paper is to present a hosting capacity analysis based on a real study case of a 110/35 kV substation and, based on the analysis, to identify optimal

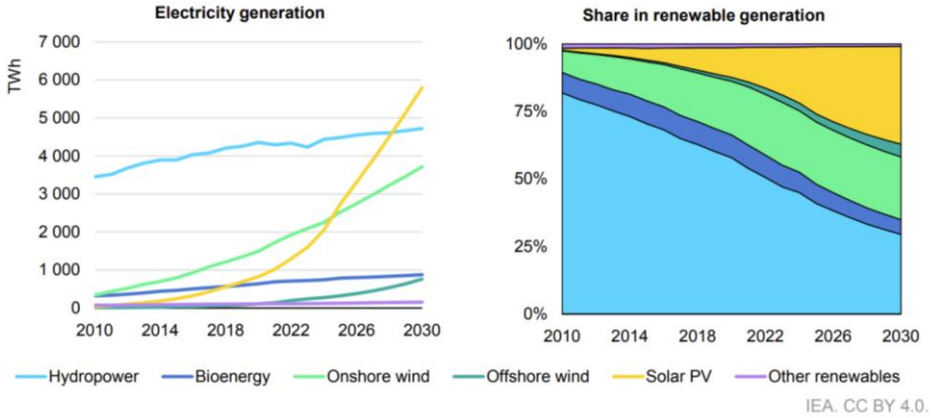
* Milica Dilparić milica.dilparic@ieent.org; Sara Stamatović sara.stamatovic@ieent.org; Branka Kovačević branka.kostic@ieent.org; Dušan Vukotić dusan.vukotic@ods.rs; Svetlana Međo svetlana.medjo@ods.rs

locations for the integration of new installed capacities, determine their maximum allowable values, and identify locations where network congestion occurs, which are indicative for possible network reinforcement investments. Two network operating scenarios were considered, maximum and minimum load in the system, and the hosting capacity at the observed system connection point was determined as the minimum of the two values obtained for these operating scenarios. In addition to different operating scenarios, the analysis considers both the current and future network states, the forecasted network configuration after the connection of already planned DER capacities. The generation of potential solar power plants was estimated based on the geographical location of the substation and meteorological data. The results are presented in tabular and graphical form using heat map diagrams.

Keywords: hosting capacity, DER, simulation model

UVOD

Na svetskom nivou, učešće obnovljivih izvora energije u ukupnoj proizvodnji trenutno je oko 32% i u ubrzanom je porastu. Hidroelektrane su i dalje najznačajniji proizvođači električne energije iz obnovljivih izvora energije, međutim do 2030. godine predviđa se da će se nastaviti trend ubrzanog povećanja instalisanih kapaciteta solarnih i vetroelektrana, kao što je prikazano na grafiku ispod [1].



Slika 1 – Globalna proizvodnja električne energije iz obnovljivih izvora i procentualni udeli po izvorima, 2010–2030

Praktično na svim distributivnim područjima u Republici Srbiji, postoji četvoronaponski koncept mreže, pri čemu na svim naponskim nivoima operator distributivnog sistema vrši priključenje proizvodnih jedinica nakon sprovedene procedure priključenja. Prema podnetim zahtevima za priključenje, fokus investitora poslednjih godina je upravo usmeren na priključenje proizvodnih jedinica najveće snage na 35 kV naponski nivo elektrodistributivne mreže.[2] Sve veći broj distributivnih fotonaponskih elektrana donosi sa sobom značajan kumulativni efekat na distributivni sistem i može dovesti do različitih tehničkih problema, kao što su nedozvoljene vrednosti napona, termička naprezanja ili promena profila potrošnje, pre svega zbog stohastičke prirode solarnih elektrana. Usled prethodno navedenog, veoma je bitno izvršiti analizu optimalnog rasporeda priključenja fotonaponskih sistema na distributivnu mrežu. [4]
Analiza kapaciteta mreže odnosno *hosting capacity* analiza omogućava da se proceni mogućnost dodavanja distribuiranih izvora energije i njihovo priključenje na različite sabirnice u distributivnoj mreži, bez ugrožavanja pravilnog rada sistema. [3] Pri tome se traži rešenje da se na bezbedan način integriše što više novih distribuiranih izvora energije (u daljem tekstu DER-*Distributed Energy Resources*), bez predlaganja promene infrastrukture i ojačanja mreže. Pored toga, ova analiza omogućava da se identifikuju „uska grla“ u mreži u pogledu priključenja novih DER, odnosno mesta na kojima bi bilo potrebno određeno ojačanje mreže.

1 METODOLOGIJA I POČETNE PRETPOSTAVKE

1.1 Simulacioni model korišćen u proračunima

Analiza kapaciteta mreže sa stanovišta priključenja obnovljivih izvora energije prikazana je na simulacionom modelu dela distributivne mreže koji obuhvata jednu trafostanicu TS 110/35 kV/kV na području Beograda, sa svim svojim 35 kV izvodima i 35/10 kV/kV trafostanicama. Izabrana trafostanica TS 110/35 kV/kV obuhvata 9 trafostanica TS 35/10 kV/kV, pri čemu je potrošnja na naponskom nivou 10 kV modelovana ekvivalentom, agregirano na 10 kV sabirnicama. Ostatak mreže ekvivalentiran je statičkim generatorom na 110 kV sabirnicama.

U okviru simulacionog modela, prikazana su dva moguća stanja mreže:

- Trenutno stanje, odnosi se na 2025. godinu
- Perspektivno stanje, odnosi se na 2033. godinu i podrazumeva modelovanje svih planiranih investicija, promena i ojačanja insfrastrukture mreže, kao i modelovanje ponašanja potrošača na ovom području u skladu sa trendom promena

Za svako od ova dva stanja, trenutno i perspektivno, posmatrana su dva operaciona scenarija:

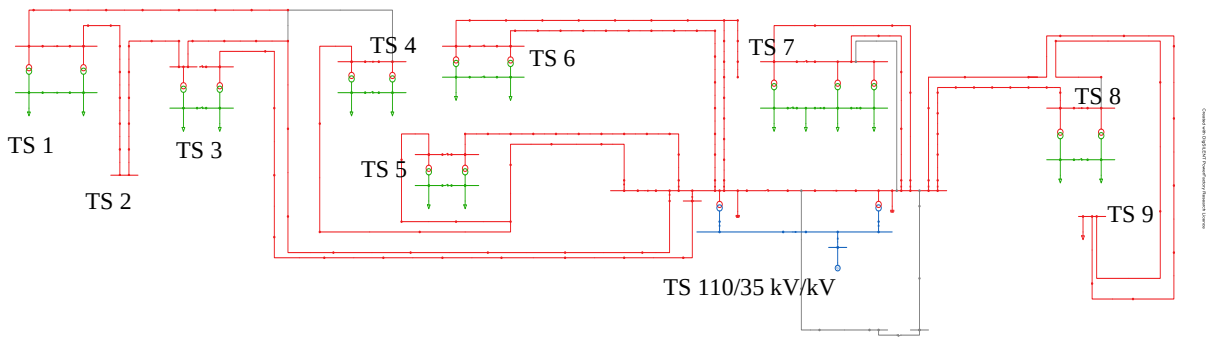
- Maksimalni režim u mreži, kritičan sa stanovišta pojave niskih napona i preopterećenja elemenata u uslovima kada se ne ostvare predviđena generisanja iz DER.
- Minimalni režim u mreži, kritičan sa stanovišta pojave visokih napona u uslovima kada se analizira maksimalno moguće generisanje iz DER.

Način modelovanja minimalnog i maksimalnog opterećenja mreže je rezultat dugogodišnjeg iskustva koje autori imaju u postupku planiranja mreža. Režimi minimalnog i maksimalnog opterećenja formirani su za sadašnje stanje na osnovu preuzetih merenja sa SCADA sistema. Merenja se dalje obrađuju i na osnovu inženjerskog iskustva formiraju se grafici aktivne i reaktivne snage za sve 10 kV sabirnice u mreži, i zatim se određenim algoritmom izdvajaju sezonski maksimumi. Nakon toga, empirijski dobijenim koeficijentima skaliraju se te vrednosti u cilju dobijanja minimalnog režima. Za perspektivna, planirana stanja, vrednosti i minimuma i maksimuma se skaliraju relevantnim koeficijentima. Podaci o režimu rada mreže predstavljaju ulazni podatak za studiju priključnog kapaciteta i preuzeti su iz Studije plana razvoja distributivnog sistema [6]. U analizama je, da bi se ostalo na strani sigurnosti, uzeto da elektrane rade sa instalisanom snagom u svim analiziranim slučajevima, i u maksimalnom i u minimalnom režimu, jer je cilj analize da se odredi koliko kapaciteta mreža ima za prihvat novih proizvodnih jedinica, pre svega solarnih elektrana, koja mesta u mreži su pogodna za dodavanje novih instalisanih kapaciteta a koja predstavljaju uska grla u tom pogledu. Priključni kapacitet DER uglavnom raste u slučajevima maksimalnog konzuma, jer priključenje DER doprinosi rasterećenju elemenata i poboljšanju naponskih prilika. Ipak, rezultati za HC su kombinacija više kriterijuma (opterećenja naponskih granica ali i promene napona usled priključenja). Hosting capacity proračun nije zamena za studiju priključenja pojedinačne elektrane, i sa ovog aspekta uvek je kritičan slučaj kada distribuirani izvori zauzimaju najviše kapaciteta mreže, odnosno kada generišu instalisanu snagu.

S obzirom da analiza daje kao rezultat maksimalnu moguću instalisanu snagu koja se može priključiti na određeno mesto u sistemu, konačna vrednost za svaki čvor podrazumeva kritičnije stanje, odnosno dobija se kao minimalna vrednost ova dva režima tj. operaciona scenarija u mreži. Pri tome, posmatrana je instalisana snaga po čvoru. Na taj način, ilustrovano je kako analiza kapaciteta mreže može da bude indikativna za investitore ali i planere (tako da se identifikuju pogodna mesta za priključenje, kao i uska grla). Iz tih razloga je analiza rađena za svaki čvor pojedinačno, bez sagledavanja kumulativnog efekta, osim za one elektrane koje su modelovane u sistemu.

Važno je napomenuti da u sadašnjem stanju, na nivou analizirane 35 kV mreže nema priključenih DER. Njihovo postojanje utiče na rezultate proračuna, tj. smanjuje kapacitete koje mreža ima jer postojeći DER već zauzimaju određeni deo kapaciteta. Iz ovih razloga, posmatrane su elektrane koje su u procesu priključenja, čiji se rad na mreži očekuje u budućem periodu. Prema dostavljenim podacima, nema takvih zahteva za priključenje na 35 kV mrežu u okviru analizirane TS 110/35 kV/kV. Na 10 kV naponskom nivou, sa druge strane, postoji dvanaest elektrana koje su u procesu priključenja. Ove elektrane posmatrane su agregirano, sa zajedničkim mestom priključenja na 10 kV sabirnicama pripadajuće TS 35/10 kV/kV. Takođe, da bi se ostalo na strani sigurnosti analiziran je uticaj rada ovih elektrana i na sadašnjem i u perspektivnom stanju.

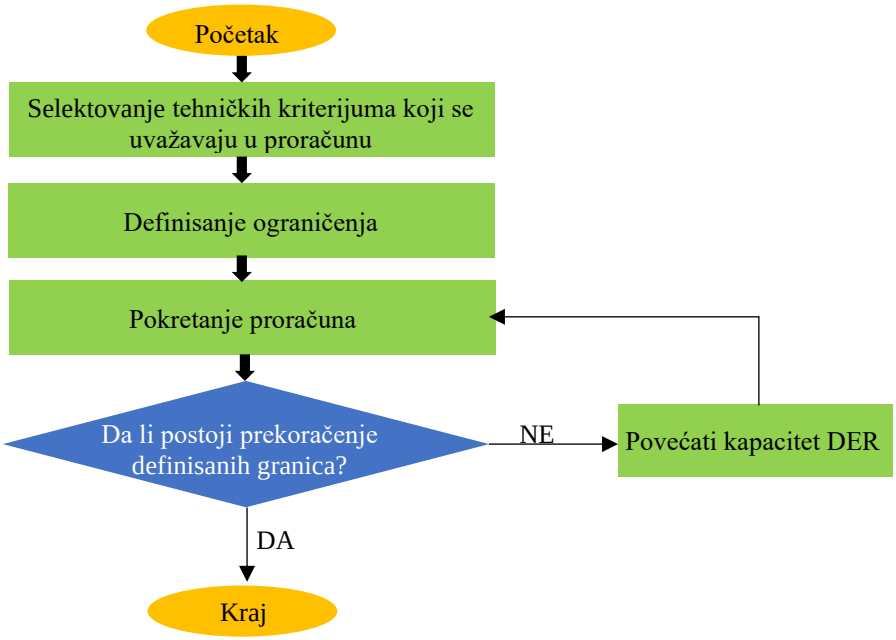
Simulacioni model mreže koja je korišćena u proračunima prikazan je na slici ispod. Različite boje na slici označavaju različite naponske nivoe (plava-110 kV, crvena 35 kV i zelena 10 kV). Trafostanice TS 35/10 kV/kV označene su brojevima od 1 do 9.



Slika 2 – Simulacioni model analizirane TS 110/35 kV/kV sa pripadajućih devet TS 35/10 kV/kV

1.2 Algoritam proračuna

Sve analize izvršene su u programskom paketu *DIgSILENT Power Factory*. Softver računa količinu mogućih novih instalisanih kapaciteta na osnovu proračuna tokova snaga, već postojećih generatorskih jedinica, kao i tehničkih ograničenja u mreži. Dodavanje instalisane snage vrši se prioritetno na mestima gde se već nalaze generatorske jedinice, kao i „nizvodno“ od tačke napajanja. Kako bi se dobila sveobuhvatnija analiza, koja ne uključuje samo već postojeće čvorove već dozvoljava da se mesto priključenja novih DER nalazi bilo gde duž 35 kV izvoda, u simulacionom modelu dodati su novi fiktivni prolazni čvorovi tako da je svaka 35 kV deonica podeljena na 4 jednaka dela. *Slika 3* predstavlja iterativni postupak na koji se proračun izvršava, prikazan u obliku algoritma.



Slika 3 – Algoritam proračuna priključnog kapaciteta mreže

1.3 Definisanje tehničkih kriterijuma i ograničenja

Ograničenja koja su bila uzeta u obzir pri proračunima su:

- *Naponska ograničenja*: u svim tačkama analiziranog sistema naponi moraju biti u dozvoljenim granicama definisanim Pravilima o radu distributivnog sistema [5], odnosno između 0,9 i 1,1 r.j.
- *Termička ograničenja*: opterećenje svakog elementa analiziranog sistema, u svim analiziranim slučajevima ne prelazi 90 % nominalnog opterećenja (definisanog naznačenom snagom/strujom). Granica za termička ograničenja može biti i 100% ali se na ovaj način ostaje na strani sigurnosti.

- *Povratni tok snage kroz TS 110/35 kV/kV transformatore*: pretpostavljeno je da nema povratnog toka snage prema prenosnom sistemu, odnosno instalisani kapaciteti pokrivaju samo potrebe konzuma i gubitke u analiziranom delu distributivnog sistema
- *Promena napona na mestu priključenja:* pretpostavljeno je da promena napona koja je posledica priključenja DER ne treba da bude veća od 3% na mestu priključenja novih DER.

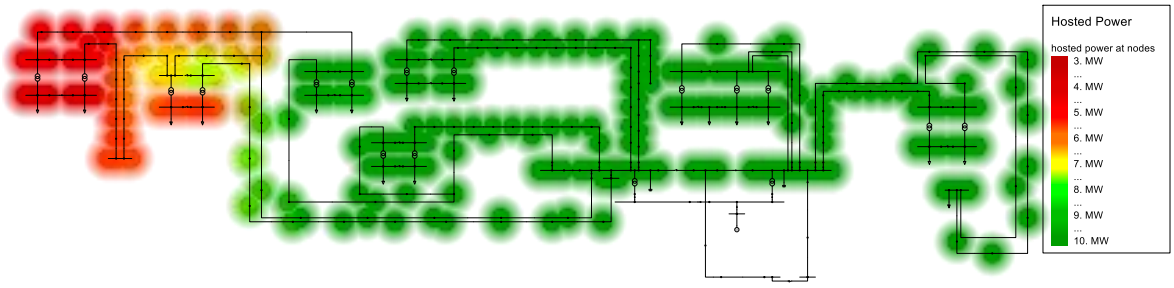
Snaga novih instalisanih kapaciteta varirana je od 3 MW do 10 MW, a pretpostavljeno je da će sve solarne elektrane raditi sa jediničnim faktorom snage.

2 REZULTATI PRORAČUNA ZA TRENUTNO STANJE MREŽE (2025. GODINA)

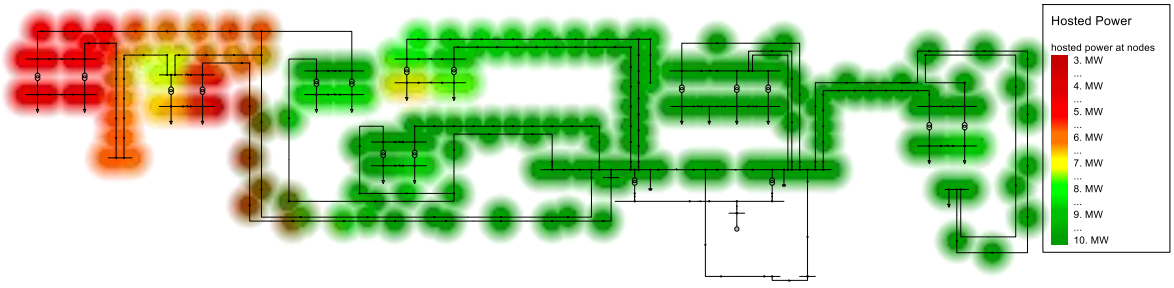
2.1 Trenutno stanje mreže (2025. godina) bez dodatih solarnih elektrana

Rezultati proračuna prikazani su u obliku „heat map“ dijagrama na narednim slikama (Slika 4 i Slika 5, za maksimalni i minimalni režim, respektivno). Na osnovu dobijenih rezultata primećuje se da mreža ima značajne mogućnosti za prihvatanje novih instalisanih kapaciteta, između 9 i 10 MW u većem delu mreže, odnosno dostiže se prethodno definisana gornja granica dodatnih kapaciteta od 10 MW. Na levoj strani šeme (TS 1 35/10 kV/kV, TS 2 35/10 kV/kV i TS 3 35/10 kV/kV) koje su najudaljenije od napojne tačke (TS 110/35 kV/kV), može se identifikovati smanjen priključni kapacitet, pri čemu je najniža vrednost 3,9 MW na 35 kV sabirnicama u TS 1 35/10 kV/kV, dok se na 10 kV sabirnicama u maksimalnom režimu rada mreže ne može priključiti ni 3 MW (definisana donja granica proračuna) te one nisu ni obojene na dijagramu.

Poređenjem minimalnog i maksimalnog režima takođe se može zaključiti da, iako je maksimalni režim restriktivniji u slučaju TS 1 35/10 kV/kV, minimalni režim ograničava priključni kapacitet u TS 6 35/10 kV/kV, koji u tom slučaju iznosi oko 7 MW.



Slika 4 – Rezultati analize za trenutno stanje (2025. god) bez dodatih solarnih elektrana, maksimalni režim



Slika 5 – Rezultati analize za trenutno stanje (2025. god) bez dodatih solarnih elektrana, minimalni režim

2.2 Trenutno stanje mreže (2025. godina) sa dodatim solarnim elektranama

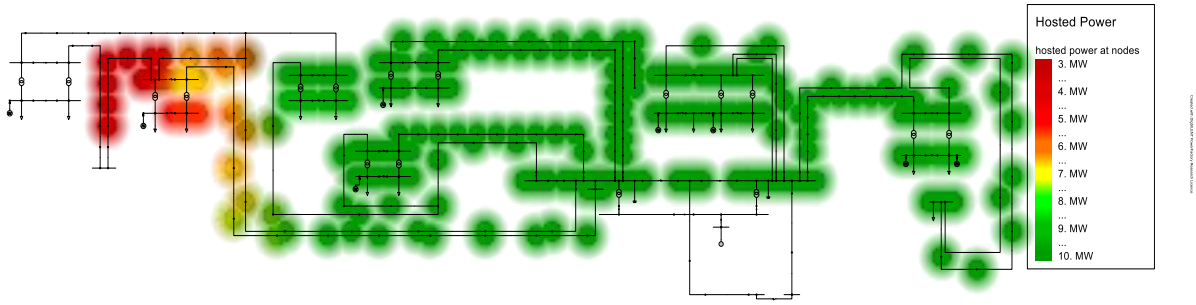
Kao što je već napomenuto, u trenutnom stanju mreže ne postoje priključene solarne elektrane. Međutim, postoje elektrane koje su u procesu priključenja, odnosno kojima je odobren zahtev da se priključe na sistem. Kako bi se ostalo na strani sigurnosti, one su, pored perspektivnog, modelovane i u trenutnom stanju mreže jer se predviđa da će se neke od njih svakako priključiti pre 2033. godine i pre nego što se realizuju sve promene u mreži. U tabeli ispod prikazan je raspored i instalisana snaga ovih elektrana. Na 35 kV mreži nema predviđenih novih solarnih

elektrana, a one koje se priključuju na 10 kV mrežu modelovane su zbirno na 10 kV sabirnicama pripadajuće TS 35/10 kV/kV trafostanice.

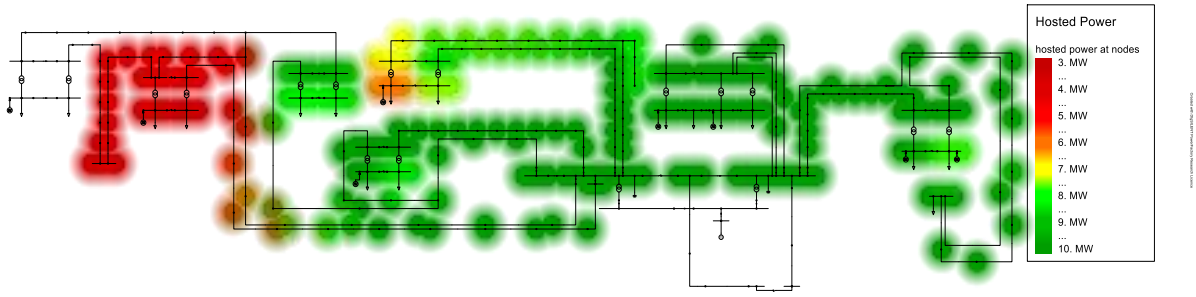
Tabela I- Elektrane koje su u procesu priključenja, njihova instalisana snaga i mesto priključenja

TS 35/10 kV/kV kojoj pripada mesto priključenja	**Redni broj elektrane**	**P [kW]**
TS 1 35/10 kV/kV	PV 1	149
TS 3 35/10 kV/kV	PV 2	149
	PV 3	30
	PV 4	2625
TS 5 35/10 kV/kV	PV 5	530
TS 6 35/10 kV/kV	PV 6	760
TS 7 35/10 kV/kV	PV 7	50
	PV 8	830
TS 8 35/10 kV/kV	PV 9	160
	PV 10	800
	PV 11	129
	PV 12	420

Rezultati analize za trenutno stanje sa elektranama prikazani su na narednim slikama (Slika 6 i Slika *7*).



Slika 6 – Rezultati analize za trenutno stanje (2025. god) sa dodatim solarnim elektranama, maksimalni režim



Slika 7 – Rezultati analize za trenutno stanje (2025. god) sa dodatim solarnim elektranama, minimalni režim

Može se primetiti da se priključenjem solarnih elektrana na TS 1 35/10 kV/kV i TS 3 35/10 kV/kV dosta iscrpljuju kapaciteti na tom delu mreže i za minimalni i za maksimalni režim, što je i bilo očekivano s obzirom da je baš tu i postojalo zagušenje u mreži. Ostale solarne elektrane imaju veći uticaj u minimalnom režimu, ali uglavnom se kapacitet smanjuje samo lokalno. U TS 6 35/10 kV/kV minimalni kapacitet sada iznosi 5,85 MW, a pre

priključenja elektrana bio je 6,85 MW, dok se kapacitet u TS 8 35/10 kV/kV i TS 5 35/10 kV/kV smanjuje za oko 0,9 MW.

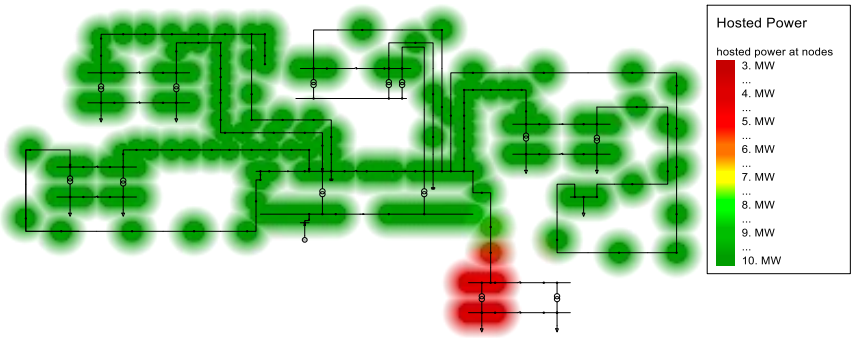
Za trenutno stanje mreže, u maksimalnom režimu dominantni ograničavajući faktor je procentualna promena napona na mestu priključenja, i u slučaju bez priključenih dodatnih elektrana i kada su elektrane priključene. Kada su modelovane i dodatne elektrane, u nekoliko čvorova se javlja i termičko ograničenje elemenata. U minimalnom režimu, u čvorovima gde se može priključiti manje od definisane gornje granice posmatranog opsega (10 MW), dominantni ograničavajući faktor jeste dostignuta gornja dozvoljena granica napona (1,1 r.j.)

3 REZULTATI PRORAČUNA ZA PERSPEKTIVNO STANJE MREŽE (2033. GODINA)

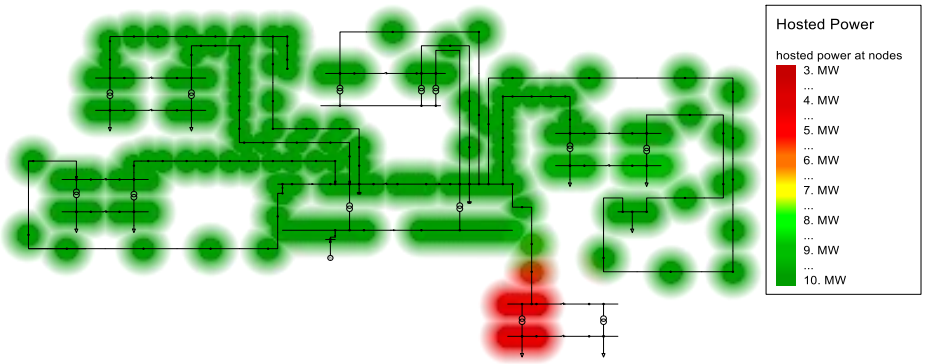
Perspektivno stanje modelovano je tako da su uvažene sve promene u ovom delu distributivnog sistema planirane do 2033. godine. Planirana je izgradnja dve nove trafostanice, jedna TS 110/35 kV/kV i druga TS 110/10 kV/kV. Trafostanice TS 1 35/10 kV/kV, TS 2 35/10 kV/kV, TS 3 35/10 kV/kV, i TS 4 35/10 kV/kV sa pripadajućim konzumom u budućem stanju će se napajati iz novoizgrađene TS 110/35 kV/kV, dok će deo konzuma TS 7 35/10 kV/kV da pripadne novoj TS 110/10 kV/kV. Postojeća analizirana trafostanica TS 110/35 kV/kV preuzeće deo konzuma još jedne TS 35/10 kV/kV (u daljem tekstu TS 10 35/10 kV/kV) koja se u sadašnjem stanju napaja iz druge trafostanice. Osim topoloških promena u mreži, modelovano je i prognozirano maksimalno i minimalno opterećenje u 2033. godini.

3.1 Perspektivno stanje mreže (2033. godina) bez dodatih solarnih elektrana

Na narednim slikama (Slika 8 i Slika 9) prikazani su rezultati analize za perspektivno stanje mreže, za maksimalni i minimalni režim, respektivno. Sa grafika se može zaključiti da su planirana investiciona ulaganja u ojačanje mreže u skladu sa analizom, odnosno mesta na kojima su se javljala uska grla sada pripadaju novoj TS 110/35 kV/kV trafostanici. U perspektivnom stanju, usko grlo sa stanovišta priključenja novih DER predstavlja TS 10 35/10 kV/kV, koja se ranije nije napajala preko analizirane TS 110/35 kV/kV trafostanice. U minimalnom režimu, na ovom mestu se može priključiti nešto više od 4 MW (4,2 MW) a u maksimalnom 3,9 MW, što predstavlja kritičniji slučaj i samim tim konačnu moguću vrednost novih instalisanih kapaciteta.



Slika 8 – Rezultati analize za perspektivno stanje (2033. god) bez dodatih solarnih elektrana, maksimalni režim



Slika 9 – Rezultati analize za perspektivno stanje (2033. god) bez dodatih solarnih elektrana, minimalni režim

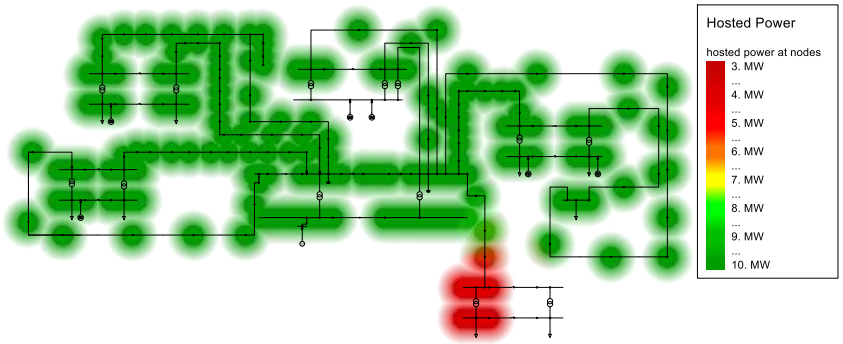
3.2 Perspektivno stanje mreže (2033. godina) sa dodatim solarnim elektranama

U skladu sa promenama u mreži, u simulacionom modelu uvažene su one elektrane koje pripadaju trafostanicama TS 35/10 kV/kV koje će se i u 2033. godini napajati iz analizirane TS 110/35 kV/kV, odnosno nisu uvažene elektrane koje se priključuju na TS 1 35/10 kV/kV i TS 3 35/10 kV/kV. Redukovana tabela sa elektranama data je ispod, a Slika 10 i

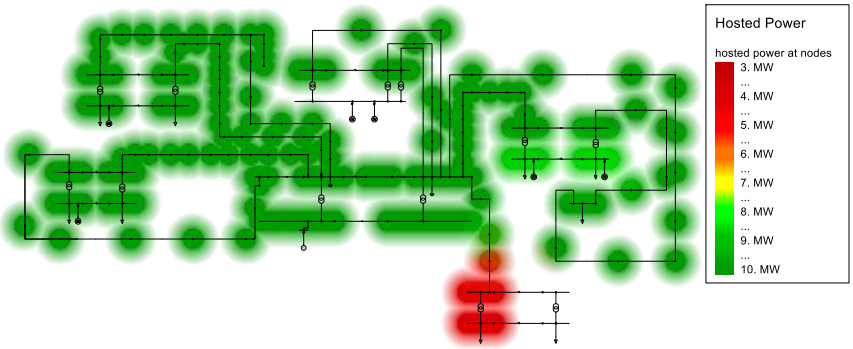
Slika *11* predstavljaju rezultate analize u ovom slučaju, za maksimalni i minimalni režim, respektivno.

Tabela II- Elektrane koje su u procesu priključenja, njihova instalisana snaga i mesto priključenja

TS 35/10 kV/kV kojoj pripada mesto priključenja	**Redni broj elektrane**	**P [kW]**
TS 5 35/10 kV/kV	PV 5	530
TS 6 35/10 kV/kV	PV 6	760
TS 7 35/10 kV/kV	PV 7	50
	PV 8	830
TS 8 35/10 kV/kV	PV 9	160
	PV 10	800
	PV 11	129
	PV 12	420



Slika 10 – Rezultati analize za perspektivno stanje (2033. god) sa dodatim solarnim elektranama, maksimalni režim



Slika 11 – Rezultati analize za perspektivno stanje (2033. god) sa dodatim solarnim elektranama, minimalni režim

Poređenjem perspektivnog stanja u mreži sa dodatnim elektranama i bez njih, može se utvrditi da nema značajnijih promena po pitanju priključnog kapaciteta mreže, koji je u najvećem delu mreže blizu gornje granice od 10 MW,

osim u TS 10 35/10 kV/kV, koja sada predstavlja usko grlo. Dodavanjem elektrana na TS 8 35/10 kV/kV, kapacitet se neznatno smanjuje u minimalnom režimu sa 9,45 MW na 8,4 MW.

U perspektivnom stanju, najveći deo mreže ima značajan priključni kapacitet, odnosno predviđena ojačanja su povoljna sa stanovišta dodavanja novih proizvodnih jedinica. Jedino zagušenje koje se dešava u ovom delu mreže odnosi se na TS 10 35/10 kV/kV. Ograničenja kapaciteta u TS 10 35/10 kV/kV dešavaju zbog promene napona na mestu priključenja u maksimalnim režimima sa i bez dodatnim elektranama, odnosno usled termičkog ograničenja voda i takođe procentualne promene napona u minimalnim režimima.

4 ZAKLJUČAK

Analiza priključnog kapaciteta mreže izuzetno je bitna pri planiranju savremenih elektroenergetskih sistema, u kojima se teži prelasku na proizvodnju iz obnovljivih izvora energije u što većoj meri. Proračun daje kao rezultat maksimalnu moguću instalisanu snagu u određenom čvoru bez promene topologije mreže, a tako da se ne naruše prethodno definisana tehnička ograničenja rada sistema. U radu je prikazana analiza na primeru jedne TS 110/35 kV/kV trafostanice na području Beograda, i razmatrana je mogućnost dodavanja instalisanih kapaciteta na njenim 35 kV izvodima i trafostanicama. Rezultati analize zavise od potrošnje konzuma i stanja u mreži, te su posmatrani minimalni i maksimalni režim, a konačna vrednost potencijalne snage određuje se na svakom mestu kao minimum dobijen iz ova dva slučaja. Analizirano je trenutno i perspektivno stanje u mreži, sa i bez modelovanih solarnih elektrana kojima je odobran zahtev za priključenje na sistem. Za trenutno stanje može se zaključiti da mreža iz primera može prihvatiti značajne instalisane kapacitete OIE. Poređenjem minimalnog i maksimalnog režima takođe se može zaključiti da, iako je maksimalni režim restriktivniji u slučaju TS 1 35/10 kV/kV, minimalni režim ograničava priključni kapacitet u TS 6 35/10 kV/kV, koji u tom slučaju iznosi oko 7 MW. Postoji usko grlo kod trafostanica najdaljih od tačke napajanja (TS 1 35/10 kV/kV, TS 2 35/10 kV/kV i TS 3 35/10 kV/kV) gde je priključni kapacitet smanjen. Dodavanjem novih elektrana kojima je odobren zahtev za priključenje na distributivnu mrežu, kapacitet na ovom delu mreže se skoro sasvim iscrpljuje, jer se i najveći broj zahteva za priključenje odnosi upravo na TS 1 35/10 kV/kV i TS 3 35/10 kV/kV. Međutim, treba uzeti u obzir da elektrane nisu trenutno u radu, već se njihovo puštanje u pogon planira za naredni period, kada se planira i izgradnja nove TS 110/35 kV/kV trafostanice koja bi preuzela TS 1 35/10 kV/kV, TS 2 35/10 kV/kV, TS 3 35/10 kV/kV i TS 4 35/10 kV/kV sa pripadajućim konzumom, i na taj način rešila potencijalne izazove. Ostale solarne elektrane imaju neznatan uticaj na priključni kapacitet, i u trenutnom i u perspektivnom stanju. Za buduće stanje, jedino usko grlo predstavlja TS 10 35/10 kV/kV, koja se ranije napajala iz druge trafostanice, dok u ostatku analiziranog dela sistema ostaju značajne mogućnosti za priključenje još kapaciteta iz DER.

LITERATURA

[1] Renewables 2025, Analysis and forecast to 2030, International Energy Agency
[2] Analiza priključenja proizvodnih jedinica na 35 kV naponskom nivou, D. Vukotić, M. Dilparić, J. Dabić, DOI: 10.46793/CIGRE36.1810V
[3] A hosting capacity based approach toward distribution system planning for high PV penetration, Taís Tavares de Oliveira, Math H.J. Bollen, Nicholas Etherden, January 2025, Electric Power Systems Research, DOI: 10.1016/j.epsr.2024.111138
[4] Impact of Photovoltaic Penetration on the Distribution System Operation, A. Hida et. al, Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, Volume 13, Issue 2, June 2025, 1130548, DOI: https://doi.org/10.13044/j.sdewes.d13.0548
[5] Pravila o radu distributivnog sistema „EPS DISTRIBUCIJA“ d.o.o. Beograd, prečišćen tekst zaključno sa izmenama i dopunama od 24. jula 2025. godine
[6] Plan razvoja distributivnog sistema Republike Srbije za period 2023-2032, Elektrodistribucija Srbije, 4.7.2024,https://www.aers.rs/media/FILES/AktiAERS/AERSDajeSaglasnost/Plan%20razvoja%20distributivnog%20sistema%20za%20period%202023-2032.godine.pdf

Broj rada: R4-02

TEHNO-EKONOMSKA ANALIZA PRIJELAZA INDUSTRIJSKOG POSTROJENJA S FOTONAPONSKOG SUSTAVA ZA VLASTITE POTREBE NA PROSUMER SUSTAV

TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF THE TRANSITION OF AN INDUSTRIAL FACILITY FROM A PHOTOVOLTAIC SYSTEM FOR SELF-CONSUMPTION TO A PROSUMER SYSTEM

Marin MAJSTOROVIĆ, JP „Elektroprivreda HZ HB“ d.d. Mostar, BiH
Drago BAGO, JP „Elektroprivreda HZ HB“ d.d. Mostar, BiH
Mia PREVIŠIĆ, JP „Elektroprivreda HZ HB“ d.d. Mostar, BiH
Ivan ŠIMOVIĆ, JP „Elektroprivreda HZ HB“ d.d. Mostar, BiH
Lucija MEDIĆ, JP „Elektroprivreda HZ HB“ d.d. Mostar, BiH

KRATAK SADRŽAJ

Usvajanjem novog Zakona o električnoj energiji u Federaciji Bosne i Hercegovine 2023. godine te Zakona o korištenju obnovljivih izvora energije i učinkovite kogeneracije, po prvi je put u zakonodavnom okviru jasno definiran prosumer sustav. Donošenjem pripadajućih podzakonskih akata tijekom 2025. godine stvoreni su preduvjeti za praktičnu implementaciju prosumer modela i predaju viškova električne energije u distribucijsku mrežu. Provedena je tehno-ekonomska analiza prijelaza industrijskog postrojenja s fotonaponskom elektranom za vlastite potrebe na fotonaponski prosumer sustav. Analiza obuhvaća modeliranje proizvodnje i potrošnje električne energije te razmjenu energije s distribucijskom mrežom. Razmatrana su dva scenarija rada sustava: sustav za vlastite potrebe i prosumer sustav s mogućnošću predaje viškova u mrežu. Modeliranje je provedeno u programskom paketu PV*SOL premium, uz definiranje konfiguracije sustava, uvjeta zasjenjenja i odabir tehničke opreme. Rezultati ukazuju na tehničku i ekonomsku opravdanost prelaska industrijskog postrojenja na prosumer sustav. Na temelju analize profila potrošnje industrijskog postrojenja provedena je usporedba različitih instaliranih snaga fotonaponskog sustava. Dobiveni rezultati uspoređeni su s analiziranim referentnim sustavom, pri čemu je ispitan utjecaj povećanja i smanjenja instalirane snage na iskorištenje proizvedene energije, financijske pokazatelje i razdoblje povrata investicije.

Ključne reči: prosumer sustav , industrijsko postrojenje, tehno-ekonomska analiza, optimalna instalirana snaga

ABSTRACT

With the adoption of the new Electricity Law in the Federation of Bosnia and Herzegovina in 2023, as well as the Law on the Use of Renewable Energy Sources and Efficient Cogeneration, the prosumer system was clearly defined within the legislative framework for the first time. The adoption of the corresponding secondary legislation in 2025 created the prerequisites for the practical implementation of the prosumer model and the delivery of surplus electrical energy to the distribution network. A techno-economic analysis of the transition of an industrial facility from a photovoltaic system for self-consumption to a prosumer photovoltaic system was conducted. The analysis includes the modelling of electricity generation and consumption, as well as energy exchange with the distribution grid. Two operating scenarios were considered: a self-consumption system and a prosumer system with the possibility of exporting surplus electricity to the grid. The modelling was performed using the PV*SOL premium software package, with the definition of system configuration, shading conditions, and the selection of technical equipment. The results indicate the technical and economic feasibility of transitioning the industrial facility to a prosumer system. Based on the analysis of the facility’s consumption profile, a comparison of different installed capacities of the photovoltaic system was performed. The results obtained were compared with the reference system, examining the impact of increasing and decreasing installed capacity on the utilization of generated energy, economic performance indicators, and the investment payback period.

Keywords: Prosumer System, Industrial Facility, Techno-Economic Analysis, Optimal Installed Capacity

* Marin Majstorović marin.majstorovic@ephzhb.ba; Drago Bago drago.bago@ephzhb.ba; Mia Previšić mia.previsic@ephzhb.ba; Ivan Šimović ivan.simovic@ephzhb.ba; Lucija Medić lucija.medic@ephzhb.ba

1. UVOD

Industrijski potrošači ubrajaju se među najznačajnije korisnike električne energije i upravo zato predstavljaju pogodne kandidate za primjenu obnovljivih izvora energije. Fotonaponske elektrane (FNE) posljednjih godina imaju sve veću primjenu jer omogućuju proizvodnju električne energije na mjestu potrošnje, smanjenje troškova nabave električne energije i povećanje energetske neovisnosti poduzeća.
Klasični model rada FNE za vlastite potrebe podrazumijeva da se proizvedena električna energija koristi samo u trenutku kada je i potrošnja prisutna. Kada je proizvodnja veća od trenutačne potrošnje objekta, višak ostaje neiskorišten, odnosno ne ostvaruje ekonomsku korist. S razvojem regulatornog okvira u Federaciji Bosne i Hercegovine otvorena je mogućnost primjene prosumer modela u kojem se višak električne energije predaje u distribucijsku mrežu i koristi kroz energetski ili monetarni kredit.
Cilj rada je analizirati opravdanost prijelaza industrijskog postrojenja s postojećeg modela rada za vlastite potrebe na prosumer model. Analiza obuhvaća tehnički aspekt projektiranja i modeliranja sustava, zakonodavni okvir, obračun razmjene energije s mrežom te ekonomsku usporedbu dvaju scenarija rada. Poseban naglasak stavljen je na realne ulazne podatke o potrošnji, konfiguraciji elektrane i godišnjem novčanom toku investicije.

Tabela 1 - Ulazni parametri i konfiguracija analiziranog sustava

Parametar	
Lokacija objekta	okolica Mostara
Godišnja potrošnja električne energije	153.502 kWh
Vršno opterećenje	115,8 kW
Nazivna snaga elektrane	80 kW
Instalirana DC snaga modeliranog sustava	94,5 kWp
Broj FN modula	210
Tip modula	Jinko Solar Tiger Neo JKM450N-54HL4R-V
Broj i tip izmjenjivača	2 × Huawei SUN2000-40KTL-M3
Orijentacija i nagib	jug, 15°
Razmak između redova modula	0,8 m
Raspon zasjenjenja modula	0,1 % – 0,6 %

2. FOTONAPONSKI I PROSUMERSKI SUSTAVI U INDUSTRIJI

2.1 Fotonaponski sustavi i industrijska opterećenja

Fotonaponski (FN) sustav predstavlja skup modula i prateće opreme koji energiju Sunčeva zračenja pretvaraju u električnu energiju. U praksi se razlikuju samostalni (*off-grid*) i mrežni (*on-grid*) sustavi. Za potrebe industrijskih postrojenja relevantni su prvenstveno mrežni sustavi jer su povezani s elektroenergetskom mrežom i mogu pokrivati značajan dio dnevnog opterećenja (1).
Industrijska postrojenja imaju specifičan profil potrošnje: opterećenje je tijekom radnog dana visoko i relativno kontinuirano, a u pojedinim satima ili sezonama moguća su izražena vršna opterećenja. Takav profil u pravilu dobro odgovara radu krovnih FN sustava jer je dio potrošnje prisutan upravo u satima povećane solarne proizvodnje. Slika 1 prikazuje primjer industrijskog postrojenja koje na svom krovu i pripadajućim objektima posjeduje FN module. Međutim, bez mogućnosti predaje viškova u mrežu, dio proizvedene električne energije ostaje neiskorišten.
U promatranom radu elektrana nije promatrana samo kao dodatni tehnički element na krovu objekta, nego kao dio ukupne energetske strategije poduzeća. Upravo zato je bilo nužno analizirati i način obračuna mrežne energije, utjecaj obračunske snage te sezonske razlike između ljetne i zimske proizvodnje.

Slika 1 - Industrijsko postrojenje s FNE (2)

2.2 Regulatorni okvir za prosumere u Federaciji Bosne i Hercegovine

Novi Zakon o korištenju obnovljivih izvora energije i učinkovite kogeneracije Federacije BiH definirao je status prosumera, način priključenja elektrane na unutarnje instalacije objekta te modele obračuna razmjene energije s mrežom. Prosumer je krajnji korisnik koji istodobno proizvodi i troši električnu energiju, a višak proizvedene energije može predati u mrežu radi ostvarivanja energetskog ili monetarnog kredita (3). Prema istom Zakonu, energetski kredit ostvaruje se u okviru sheme neto mjerenja, dok se monetarni kredit ostvaruje kroz shemu neto obračuna.

Za industrijske korisnike posebno je važna shema neto obračuna. U toj shemi višak energije predan u mrežu ne propada nego se pretvara u monetarni kredit koji se koristi u razdobljima kada je preuzimanje energije iz mreže veće od vlastite proizvodnje. Ovaj regulatorni pomak čini prijelaz na prosumer model posebno zanimljivim za industrijska postrojenja s izraženom sezonskom neuravnoteženošću između proizvodnje i potrošnje. Ljetni viškovi više nisu izgubljeni, nego postaju ekonomska korist koja se može koristiti u zimskim mjesecima.

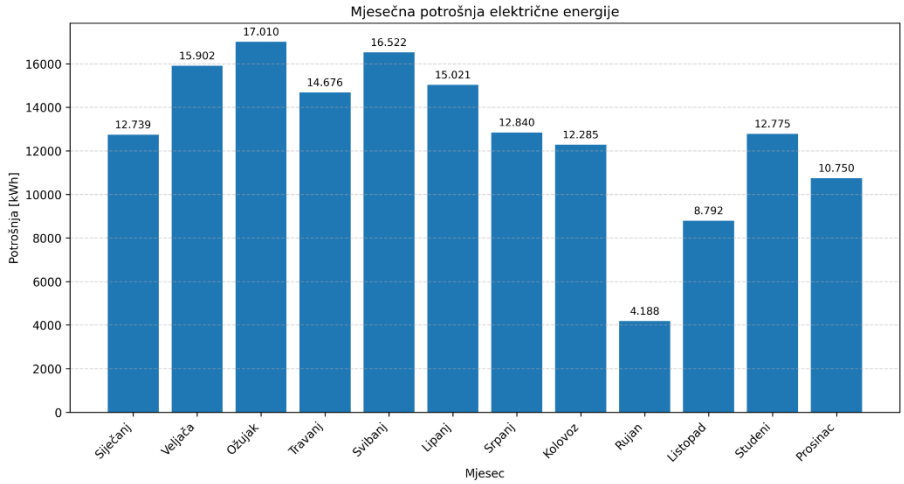
Prema zakonskom okviru, instalirana snaga elektrane u prosumer režimu ne može biti veća od odobrene priključne snage objekta, a maksimalna snaga pojedinačnog postrojenja ograničena je na 150 kW. Opisani model obračuna mogu koristiti svi krajnji kupci koji steknu status prosumera priključenjem elektrane iz obnovljivih izvora energije za vlastite potrebe i reguliranjem ugovornih odnosa s operatorom distribucijskog sustava i opskrbljivačem. Svi prosumeri imaju pravo na korištenje sheme neto obračuna, dok prosumeri iz kategorije kućanstava s odobrenom priključnom snagom do 10,8 kW mogu birati između sheme neto mjerenja u trajanju od 10 godina ili izravnog korištenja sheme neto obračuna.

3. MODELIRANJE SUSTAVA U PROGRAMSKOM ALATU PV*SOL PREMIUM

3.1 Potrošnja objekta i odabir ulaznih podataka

Analiza se temelji na stvarnim podacima o potrošnji industrijskog postrojenja za razdoblje od jedne godine. Potrošnja je zabilježena u 15-minutnim intervalima, što omogućuje vrlo precizno usklađivanje proizvodnje i potrošnje. Nakon učitavanja podataka u PV*SOL premium dobivena je godišnja potrošnja od 153.502 kWh te vršno opterećenje od 115,8 kW.

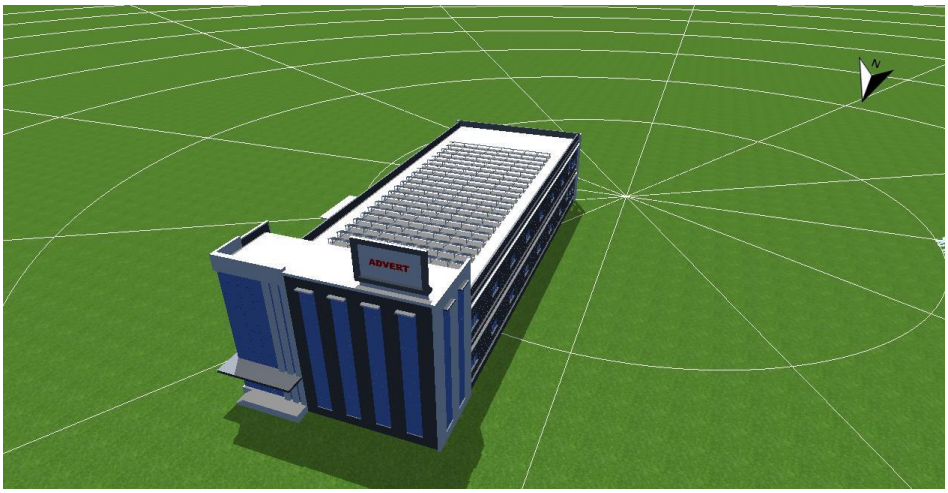
Takav pristup je bitan jer dimenzioniranje elektrane prema samo godišnjem zbroju potrošnje ne daje dovoljno informacija o tome koliko će proizvedene energije biti trenutačno iskorišteno. Za tehno-ekonomsku analizu presudna je satna i sezonska raspodjela potrošnje, osobito u satima viših dnevnih tarifnih stavova i tijekom ljetne te zimske sezone. Slika 2 prikazuje godišnji profil potrošnje industrijskog postrojenja, iz kojeg je vidljiva raspodjela opterećenja tijekom godine, s izraženim varijacijama između pojedinih mjeseci. Uočava se da potrošnja ovisi o dinamici proizvodnog procesa, sezonskim utjecajima i radnim ciklusima postrojenja, pri čemu su određena razdoblja karakterizirana povećanom, a druga smanjenom razinom potrošnje električne energije.



Slika 2 - Godišnji profil potrošnje industrijskog postrojenja

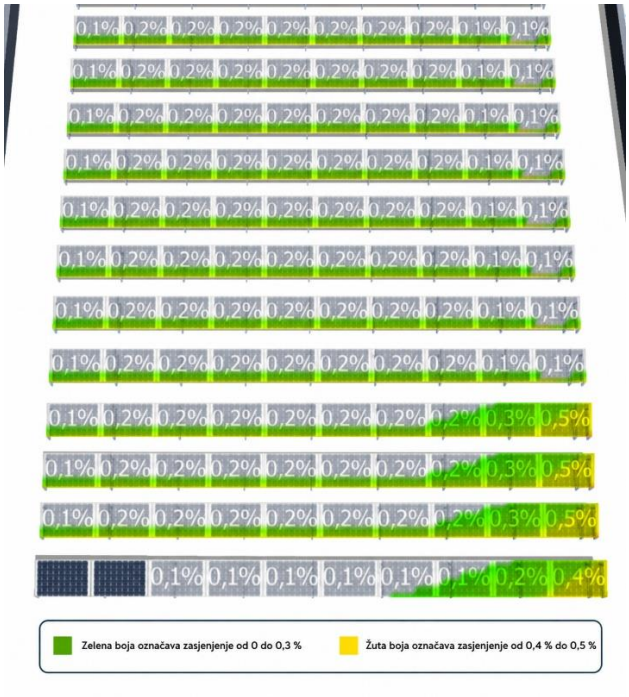
3.2 Geometrijski model i konfiguracija elektrane

Za potrebe analize u PV*SOL-u je izrađen pojednostavljeni 3D model objekta širine 22 m i duljine 55 m. Elektrana je postavljena na ravni krov, s usmjerenjem prema jugu i kutom nagiba modula od 15°. Razmak između redova FN modula određen je na 0,8 m kako bi se ublažio negativan utjecaj međusobnog zasjenjenja.
Odabrani su Jinko Solar Tiger Neo moduli, a cjelokupni sustav sadrži 210 modula ukupne DC snage 94,5 kWp. Na AC strani sustav je konfiguriran s dva izmjenjivača Huawei SUN2000-40KTL-M3. Analiza zasjenjenja pokazala je da su gubici po modulima niski, od 0,1 % do 0,6 %, što potvrđuje da je raspored modula na krovu tehnički prihvatljiv.
Slika 3 prikazuje trodimenzionalni (3D) model objekta, koji omogućuje detaljan uvid u njegovu prostornu konfiguraciju, geometriju i raspored konstruktivnih elemenata. Na temelju modela moguće je analizirati orijentaciju i nagibe krovnih ploha, međusobni odnos pojedinih dijelova objekta te potencijalne utjecaje zasjenjenja, što je osobito važno za planiranje i optimizaciju smještaja FN modula.



Slika 3- 3D model objekta

Slika 4 prikazuje analizu zasjenjenja FN modula na promatranom objektu, pri čemu su moduli označeni različitim bojama ovisno o stupnju zasjenjenja. Iz prikaza je vidljivo da veći dio modula ima minimalne gubitke (označeno svjetlijim nijansama), dok su pojedini dijelovi sustava izloženiji zasjenjenju, što je prikazano tamnijim zelenim i žutim tonovima. Takva analiza omogućuje identifikaciju kritičnih zona s povećanim gubicima te predstavlja osnovu za optimizaciju rasporeda modula i smanjenje negativnog utjecaja zasjenjenja na ukupnu proizvodnju sustava.



Slika 4 - Analiza zasjenjenja modula

3.3 Odabir modula i izmjenjivača

Za modeliranje je odabran modul Jinko Solar Tiger Neo JKM450N-54HL4R-V. Riječ je o monokristalnom N-tip modulu sa 108 ćelija, nazivnom snagom do 460 W, nominalnim naponom (VMPP) 33,6 V i nominalnom strujom (IMPP) u iznosu od 13,69 A. Učinkovitost modula iznosi do 23,02 %, što ga čini prikladnim za krovne industrijske aplikacije gdje je raspoloživa površina dragocjen resurs (4).
Na AC strani odabrana su dva izmjenjivača Huawei SUN2000-40KTL-M3. Odabir je proveden tako da konfiguracija stringova ostane unutar dopuštenih granica ulazne struje i napona, uz odgovarajući faktor dimenzioniranja. U radu je pokazano da faktor dimenzioniranja iznosi približno 118,1 %, što upućuje na vrlo dobru usklađenost istosmjerne snage polja i nazivne AC snage izmjenjivača.
Stringovi su raspoređeni po MPPT ulazima tako da se očuva električka ujednačenost polja i minimizira utjecaj eventualnog djelomičnog zasjenjenja. Takva konfiguracija doprinosi stabilnom radu sustava tijekom cijele godine te osigurava pouzdanost kasnije ekonomske analize.

Tabela 2 - Sažetak ključnih tehničkih značajki odabrane opreme (4-5)

Pokazatelj	**FN modul**	**Izmjenjivač**
Proizvođač/model	Jinko Solar Tiger Neo JKM450N-54HL4R-V	Huawei SUN2000-40KTL-M3
Nazivna snaga	435 - 460 W po modulu	40 kW po uređaju
Ključni električni podaci	VMPP 33,6 V; IMPP 13,69 A	4 MPPT ulaza; 400 Vac
Učinkovitost / dimenzioniranje	učinkovitost do 23,02 %	faktor dimenzioniranja ~118,1 %
Broj komada u sustavu	210 modula	2 izmjenjivača

3.4 Odabrani scenariji rada

U prvom scenariju razmatran je rad elektrane isključivo za vlastite potrebe. U tom slučaju energija proizvedena u satima kada je potrošnja niža od proizvodnje nema dodatnu ekonomsku vrijednost te se gubi kroz ograničenje izlazne snage izmjenjivača. Takav model je tehnički jednostavniji, ali ekonomski manje učinkovit.
U drugom scenariju sustav radi u prosumer režimu. Viškovi električne energije predaju se u mrežu i pretvaraju u monetarni kredit koji se može koristiti u sljedećim obračunskim razdobljima i tako se povećava ukupna iskoristivost proizvedene energije i poboljšava godišnji novčani tok investicije.

4. EKONOMSKA ANALIZA

4.1 Tarifni model i metodologija obračuna

Ekonomska analiza provedena je za tarifni model koji se primjenjuje na objekte priključene na 0,4 kV naponsku razinu, u kategoriji „ostala potrošnja“. U toj kategoriji obračunavaju se mjerno mjesto, obračunska snaga te preuzeta električna energija u višoj i nižoj tarifi. Važna specifičnost industrijskog kupca jest da obračunska snaga može imati veliki udio u ukupnom računu, posebno ako se vršna opterećenja pojavljuju u razdoblju više tarife.
U radu su korištene sezonske i dnevne tarife javnog opskrbljivača. Viša sezona obuhvaća zimske mjesece, dok niža sezona obuhvaća razdoblje od ožujka do listopada. Unutar svakog dana razlikuju se sati veće i manje tarife, pri čemu FNE najveći doprinos ostvaruje upravo u razdobljima više tarife, zbog čega smanjenje preuzete energije u tim satima ima izraženiji financijski učinak.
Proračuni su temeljeni na mjesečnom modelu obračuna električne energije za prosumera, pri čemu je analiza isplativosti izvedena kroz novčani tijek. Model obuhvaća obračun i prijenos ostvarenog monetarnog kredita između mjeseci, primjenu mjesečnog netiranja proizvedene i preuzete električne energije te učinke smanjenja troškova mrežarine. U prosumer modelu obračun je složeniji jer je, uz troškove mrežarine i preuzete električne energije, potrebno pratiti i vrijednost ostvarenog monetarnog kredita. Zbog toga su za usporedbu izdvojeni travanj, kada započinje akumulacija monetarnog kredita, te studeni, kada se isti koristi za kompenzaciju smanjene vlastite proizvodnje. Uvažena je i godišnja degradacija proizvodnje fotonaponskih panela, kao i zamjena izmjenjivača u 15. godini životnog vijeka projekta. Dodatno, u model je uključen godišnji trošak održavanja sustava u iznosu od 50 KM.

Tabela 3 – Tarife javnog opskrbljivača korištene u ekonomskoj analizi (6)

OBRAČUNSKI ELEMENT	JEDINICA MJERE	DIFERENCIRANJE		TARIFNA GRUPA				
		SEZONSKO	DNEVNO	I.TG	II.TG	III.TG	IV.TG	V.TG
MJERNO MJESTO KUPCA	KM/mjerno mjesto			20,00	5,20	5,20	1,9	1,9
OBRAČUNSKA SNAGA	KM/kW	VIŠA SEZONA		20,12	20,12	20,12	6,64	6,64
		NIŽA SEZONA		15,48	15,48	15,48	5,11	5,11
AKTIVNA ENERGIJA	f/kWh	VIŠA SEZONA	VEĆA TARIFA	17,98	25,66	20,53	15,79	19,74
			MANJA TARIFA	8,99	12,83			9,87
		NIŽA SEZONA	VEĆA TARIFA	13,84	19,74	15,79	12,15	15,18
			MANJA TARIFA	6,92	9,87			7,59
PREKOMJERNO PREUZETA JALOVA ENERGIJA	f/kvarh				3,22			

4.2 Scenarij rada FN sustava za vlastite potrebe

Kod modela rada za vlastite potrebe osnovna financijska korist proizlazi iz smanjenja preuzete električne energije iz mreže i iz smanjenja obračunske snage u satima kada elektrana proizvodi električnu energiju. U analiziranom slučaju travanj se uzima kao reprezentativan mjesec jer FNE tada ostvaruje značajnu proizvodnju, dok je opterećenje objekta istovremeno dovoljno visoko za preuzimanje većeg dijela proizvedene energije. Sukladno važećim propisima, travanj ujedno predstavlja početak obračunskog razdoblja, pri čemu se početkom travnja iduće godine ostvareni monetarni kredit anulira.
Bez FNE račun za travanj iznosi 3.390,80 KM s PDV-om. Ugradnjom elektrane koja radi samo za vlastite potrebe račun se smanjuje na 1.724,04 KM, što daje mjesečnu uštedu od 1.666,76 KM. Najveći doprinos uštedi dolazi od smanjenja obračunske snage s 81,75 kW na 48,58 kW te od trenutačno iskorištene energije iz FN sustava, posebno u višoj tarifi.
Iako je rezultat povoljan, dio proizvedene energije u ovom režimu ostaje neiskorišten. To znači da je tehnički potencijal elektrane veći od ostvarene ekonomske koristi, što predstavlja glavni motiv za analizu prosumer varijante.

4.3 Scenarij rada prosumer sustava

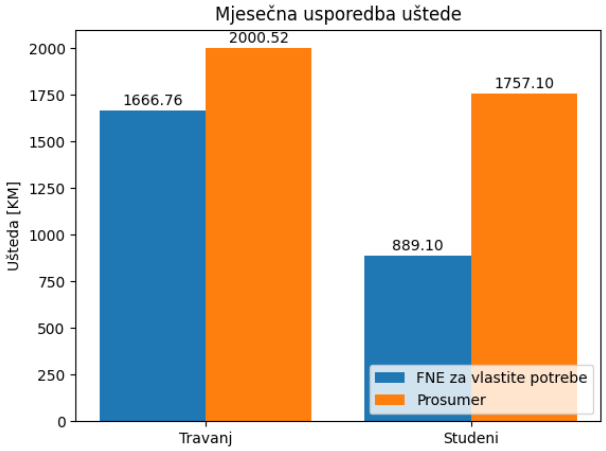
Kod prosumer modela, osim trenutačne vlastite potrošnje, u obračun ulaze i viškovi proizvedene energije koji se isporučuju u mrežu. U travnju, kada se počinje akumulirati monetarni kredit, ukupni račun pada na 1.390,28 KM, a ostvarena ušteda iznosi 2.000,52 KM. To je 333,76 KM više nego u modelu rada za vlastite potrebe.
Studeni je posebno važan za procjenu prednosti prosumer modela jer je proizvodnja FNE niža, a istodobno se mogu iskoristiti krediti akumulirani u prethodnom razdoblju. U promatranom slučaju bez FNE račun za studeni iznosi 3.999,56 KM, dok u prosumer modelu pada na 2.242,46 KM. Ušteda iznosi 1.757,10 KM, pri čemu su u obračun uključeni i monetarni krediti preneseni iz prethodnih mjeseci, što rezultira povećanjem uštede za dodatnih 868 KM u odnosu na model rada za vlastite potrebe.
Posebno je zanimljivo da su u studenom u obračunu korišteni krediti iz prethodnog razdoblja za višu i manju tarifu, što potvrđuje da se ekonomska korist ljetnih viškova može učinkovito prenijeti u dio godine kada je proizvodnja znatno manja. Time prosumer model djeluje kao regulator sezonske neuravnoteženosti sustava.

Tabela 4 - Usporedba ključnih mjesečnih rezultata

Pokazatelj	Bez FNE	FNE za vlastite potrebe	Prosumer
Travanj – račun s PDV-om [KM]	3.390,80	1.724,04	1.390,28
Travanj – ušteda [KM]	–	1.666,76	2.000,52
Studeni – račun s PDV-om [KM]	3.999,56	3110,46	2.242,46
Studeni – ušteda [KM]	–	889,1	1.757,10
Obračunska snaga u travnju [kW]	81,75	48,58	48,58
Monetarni kredit korišten u studenom	–	–	VT 581,36 KM; MT 268,77 KM

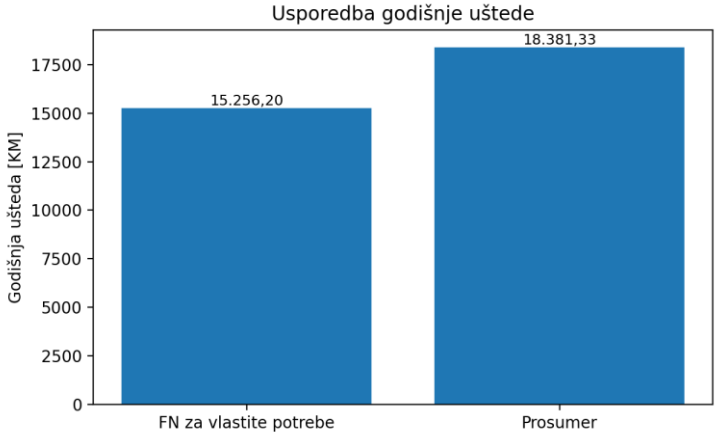
4.4 Godišnji učinak i povrat investicije

Na godišnjoj razini model FN sustava za vlastite potrebe donosi uštedu od 15.256,20 KM u prvoj godini rada. Prosumer model povećava godišnju uštedu na 18.381,33 KM. Razlika od 3.125,13 KM potvrđuje da mogućnost predaje viškova u mrežu ima mjerljiv i značajan utjecaj na ekonomsku isplativost sustava.
Analiza kumulativnog tijeka novca pokazuje da početna investicija od 141.750,00 KM u modelu za vlastite potrebe prelazi u pozitivan novčani tok u desetoj godini, dok prosumer model dostiže istu točku već u osmoj godini. Na kraju promatranog 30-godišnjeg razdoblja kumulativni novčani tok iznosi 252.284,51 KM za model vlastite potrošnje, odnosno 340.495,82 KM za prosumer model.
Drugim riječima, prelazak na prosumer režim ne povećava samo godišnju korist, nego i znatno poboljšava dugoročnu profitabilnost projekta. Upravo taj rezultat daje najjači argument za promjenu modela rada postojeće industrijske elektrane. Slika 5 prikazuje mjesečne uštede za dva karakteristična mjeseca te dva modela rada – vlastitu potrošnju i prosumer. U mjesecu travnju vidljivo je da oba modela ostvaruju značajne uštede, pri čemu je prosumer model ostvario veću uštedu u odnosu na model za vlastite potrebe. U studenom je ostvarena ušteda od približno 1.757,10 KM u prosumerskom modelu, dok u modelu rada za vlastite potrebe iznosi 889,1 KM. Navedeno ukazuje na prednost prosumerskog modela u razdobljima smanjene proizvodnje, ponajprije zahvaljujući mogućnosti korištenja prethodno akumuliranog energetskog viška.



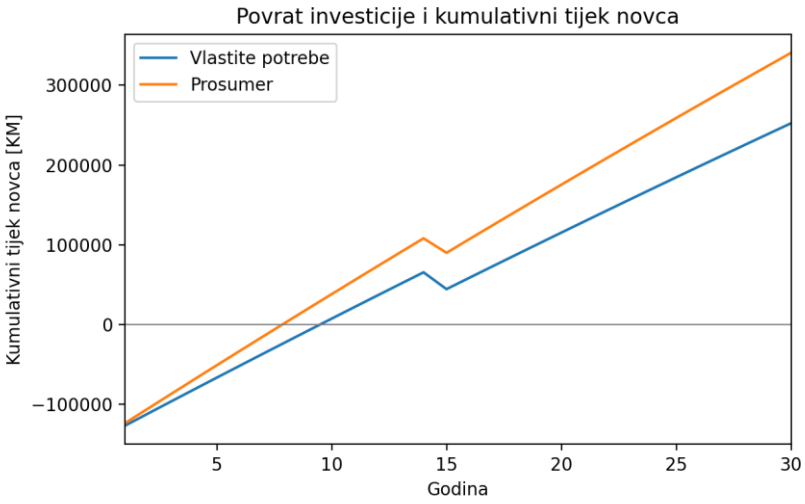
Slika 5 - Usporedba mjesečne uštede u reprezentativnim mjesecima

Slika 6 prikazuje usporedbu godišnje uštede, gdje je jasno vidljivo kako prosumer sustav ostvaruje veću ukupnu financijsku korist. Grafičkim prikazom se dodatno naglašava razlika između promatranih modela.



Slika 6 - Usporedba godišnje uštede dvaju modela rada

Iz Slike 7 i Tabele 5 vidljivo je da prosumerski model ostvaruje brži povrat investicije u odnosu na scenarij za vlastite potrebe bez predaje viškova u mrežu, za oko dvije godine. Ukupni period povrata za promatranog krajnjeg korisnika iznosi približno 8 godina, što se može ocijeniti relativno dugim s obzirom na niže cijene opskrbe električnom energijom u usporedbi sa zemljama u okruženju.



Slika 7 - Kumulativni tijek novca i povrat investicije

Tabela 5 - Sažetak investicijskih pokazatelja

Pokazatelj	FNE za vlastite potrebe	Prosumer
Početna investicija [KM]	141.750,00	141.750,00
Godišnja ušteda u prvoj godini [KM]	15.256,20	18.381,33
Godina pozitivnog kumulativnog novčanog toka	10.	8.
Kumulativni tijek novca nakon 30 godina [KM]	252.284,51	340.495,82

Uzimajući u obzir očekivani rast cijena električne energije, u slučaju povećanja cijena opskrbe električnom energijom za 20 % period povrata investicije i dalje bi se ostvario u 8. godini, dok bi se godišnja ušteda povećala s 18.381,33 KM na 19.500,5 KM, a kumulativni novčani tijek u 30. godini porastao s 340.495,82 KM na 376.536,04 KM.

4.5 Usporedba rezultata

Dobiveni rezultati u prethodnoj tablici i prethodnim slikama pokazuju da je ključna razlika između dvaju modela rada u načinu iskorištenja viškova proizvodnje. Kod sustava za vlastite potrebe ostvaruje se dobar učinak sve dok je trenutačna potrošnja viša od proizvodnje. Međutim, u razdobljima povišene insolacije i manje potrošnje dio proizvedene energije se ne monetizira. Prosumer model uklanja taj nedostatak i praktično pretvara ljetne viškove u financijsku korist u kasnijim obračunskim razdobljima.
Za industrijska postrojenja to je posebno važno jer njihova potrošnja često nije savršeno usklađena sa satnom krivuljom proizvodnje FNE. U promatranom slučaju monetarni kredit ostvaruje dodatnu korist već u travnju, a njegov puni značaj vidi se u studenom kada smanjena solarna proizvodnja ne rezultira naglim rastom troškova električne energije. Time prosumer model povećava otpornost poduzeća na sezonske oscilacije i poboljšava predvidivost energetskih troškova.
Osim financijske koristi, prijelaz na prosumer sustav ima i širi strateški učinak. Poduzeće smanjuje ovisnost o mreži, povećava udio vlastite proizvodnje iz obnovljivih izvora energije i lakše planira buduća ulaganja u baterijske spremnike ili druge elemente fleksibilnosti. Upravo zato prosumer model nije samo varijanta obračuna, nego korak prema naprednijem energetskom upravljanju industrijskim objektima.
Važno je naglasiti da analizirani primjer pokazuje dobre rezultate i bez optimizacije kroz baterijske sustave, upravljanje potrošnjom ili dodatno prilagođavanje pogona satima najveće solarne proizvodnje. To znači da postoji i dodatni prostor za poboljšanje pokazatelja isplativosti, osobito u budućnosti kada troškovi pohrane energije budu niži, a tržišni i regulatorni mehanizmi zreliji.

4.6 Analiza instalirane snage prosumer sustava

Na temelju analize profila potrošnje promatranog industrijskog postrojenja, provedena je dodatna analiza različitih instaliranih snaga FNE s ciljem određivanja optimalne veličine sustava u prosumer modelu rada.
Rezultati pokazuju da bi FN sustav instalirane snage 60 kW, u slučaju da je odabran u fazi početne instalacije, ostvario pozitivan novčani tijek u sedmoj godini eksploatacije, ali bi ukupni neto novčani tijek na kraju životnog vijeka bio niži u odnosu na sustav snage 80 kW.
S druge strane, pri snazi od 90 kW dolazi do akumulacije većeg iznosa monetarnog kredita, kojem je potrebno približno mjesec dana dulje da se u potpunosti iskoristi, odnosno prenosi se do ožujka iduće godine. Daljnje povećanje snage iznad 90 kW rezultira viškovima koji se ne uspiju iskoristiti unutar obračunskog razdoblja, što dovodi do gubitka dijela monetarnog kredita, koji za sustav snage 100 kW iznosi 391,83 KM po višem tarifnom stavu.
Usporedbom svih razmatranih varijanti može se zaključiti da je sustav snage 80 kW najbliži optimalnom rješenju za promatrani slučaj, jer najbolje prati potrošnju, minimizira gubitke viškova i daje najpovoljniji odnos između ulaganja i ostvarene koristi.

5. ZAKLJUČAK

Na temelju provedene tehno-ekonomske analize može se zaključiti da prijelaz industrijskog postrojenja s modela rada FNE za vlastite potrebe na prosumer sustav predstavlja opravdano i racionalno rješenje.
Modelirani sustav instalirane DC snage 94,5 kWp pokazao je dobru tehničku prilagođenost objektu, niske gubitke zbog zasjenjenja i značajan doprinos pokrivanju godišnje potrošnje. U ekonomskom smislu prosumer sustav ostvaruje veće mjesečne i godišnje uštede, povećava ukupnu iskoristivost proizvedene energije i skraćuje povrat investicije s deset na osam godina.
Dodatnom analizom različitih instaliranih snaga utvrđeno je da izbor snage sustava značajno utječe na konačnu isplativost projekta. Varijante s manjom snagom rezultiraju nižim konačnim neto novčanim tijekom, dok veće snage dovode do povećanih viškova energije koji se ne mogu u potpunosti iskoristiti. U promatranom slučaju, instalirana snaga od 80 kW pokazala se kao najpovoljnije rješenje jer osigurava dobar odnos između proizvodnje, vlastite potrošnje i ekonomskih pokazatelja sustava.
Rezultati potvrđuju da industrijska postrojenja u uvjetima važećeg zakonskog okvira Federacije BiH imaju realan interes za prelazak na prosumer model. Dodatni razvoj regulative, sustava pohrane energije i pametnih mrežnih rješenja može u budućnosti još više povećati isplativost ovakvih projekata.

LITERATURA

[1] Lj. Majdandžić, Solarni sustavi, Graphis d.o.o., Zagreb, 2010.
[2] Tešanjski 'Madi', uz podršku Evropske unije instalirao jednu od najvećih solarnih elektrana u BiH, dostupno na: https://eu4agri.ba/

[3] Zakon o korištenju obnovljivih izvora energije i učinkovite kogeneracije Federacije BiH, 'Službene novine FBiH', br. 82/2023.
[4] Jinko Solar, Tiger Neo JKM450N-54HL4R-V – tehnička dokumentacija (*Datasheet*)
[5] SUN2000-330KTL-H1 Smart String Inverter – tehnička dokumentacija (*Datasheet*)
[6] Javno poduzeće Elektroprivrede HZ HB, ostali kupci – cijene električne energije https://ephzhb.ba/kupci/ostali-kupci/

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R4-03

ANALIZA I USPOREDBA PROSUMER SUSTAVA U BOSNI I HERCEGOVINI I CRNOJ GORI

ANALYSIS AND COMPARISON OF PROSUMER SYSTEMS IN BOSNIA AND HERZEGOVINA AND MONTENEGRO

Mia PREVIŠIĆ, JP „Elektroprivreda HZ HB“ d.d. Mostar, BiH*
Sonja SUŠAC, JP „Elektroprivreda HZ HB“ d.d. Mostar, BiH
Marin MAJSTOROVIĆ, JP „Elektroprivreda HZ HB“ d.d. Mostar, BiH
Ivan ŠIMOVIĆ, JP „Elektroprivreda HZ HB“ d.d. Mostar, BiH
Lucija MEDIĆ, JP „Elektroprivreda HZ HB“ d.d. Mostar, BiH

KRATAK SADRŽAJ

Prosumer sustavi odnose se na kupce-proizvođače električne energije koji aktivno sudjeluju u elektroenergetskom sustavu proizvodnjom električne energije iz obnovljivih izvora energije. Naziv prosumer proizlazi iz kombinacije engleskih riječi „producer“ i „consumer“, čime se naglašava promjena uloge krajnjih korisnika iz pasivnih potrošača u aktivne sudionike elektroenergetskog sustava. U zemljama okruženja, poput Srbije, Hrvatske i Crne Gore, ovaj je koncept već implementiran u određenom opsegu, prvenstveno kroz sustave neto mjerenja i neto obračuna. U Crnoj Gori prosumeri su dostigli snagu od 50 MW, dok u Bosni i Hercegovini prosumer sustavi još uvijek nisu u zaživjeli u praksi, unatoč tome što Nacionalni energetski i klimatski plan predviđa priključenje (NECP) 500 MW prosumerskih kapaciteta do 2030. godine. Ovaj rad provodi usporednu analizu prosumer sustava u Bosni i Hercegovini i Crnoj Gori, s posebnim naglaskom na regulatorne okvire i uvjete koji utječu na njihov razvoj i implementaciju te uključuje procjenu ekonomske isplativosti implementacije prosumer sustava.

Ključne reči: kupci-proizvođači, regulatorni okvir, analiza troškova i koristi ulaganja

ABSTRACT

Prosumer systems refer to electricity consumers–producers who actively participate in the power system by generating electricity from renewable energy sources. The term prosumer originates from a combination of the English words producer and consumer, highlighting the shift in the role of end users from passive consumers to active participants in the power system. In neighboring countries, such as Serbia, Croatia, and Montenegro, this concept has already been implemented to a certain extent, primarily through net metering and net billing schemes. In Montenegro, prosumers have reached a capacity of 50 MW, whereas in Bosnia and Herzegovina prosumer systems have not yet been fully implemented in practice, despite the fact that the National Energy and Climate Plan (NECP) foresees the connection of 500 MW of prosumer capacity by 2030. This paper provides a comparative analysis of prosumer systems in Bosnia and Herzegovina and Montenegro, with particular emphasis on regulatory frameworks and conditions affecting their development and implementation, and includes an assessment of the economic feasibility of prosumer system implementation.

Keywords: Customer-Producers, Regulatory Framework, Cost–Benefit Analysis

1. UVOD

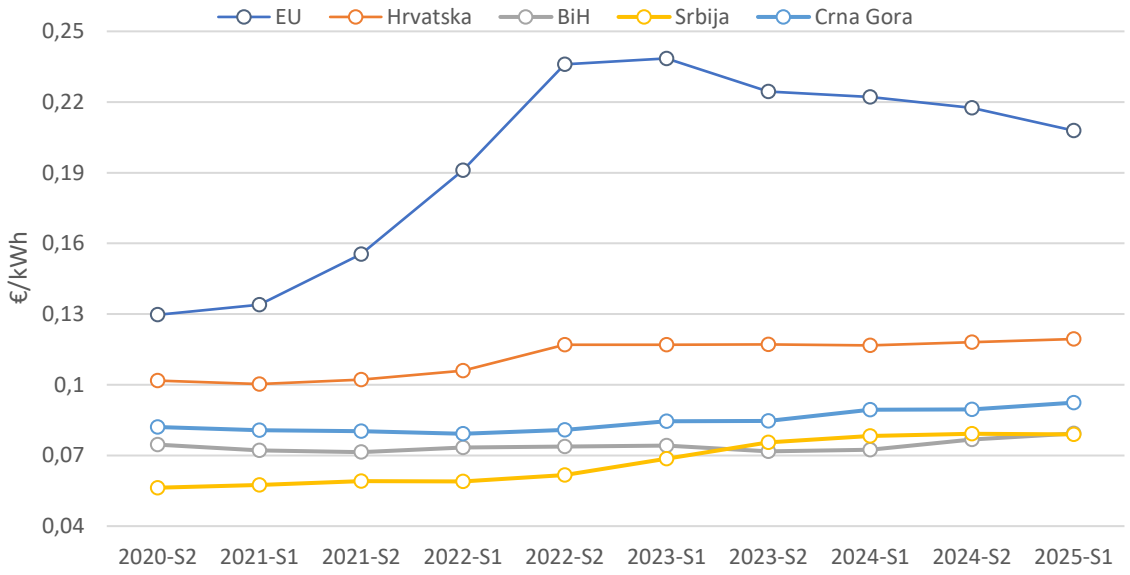
Razvoj fotonaponskih elektrana u posljednjem desetljeću bilježi značajan rast na globalnoj, ali i regionalnoj razini, prvenstveno kao posljedica energetske tranzicije, smanjenja troškova tehnologije i potrebe za dekarbonizacijom elektroenergetskog sektora. Sve veća integracija obnovljivih izvora energije, posebno sunčanih elektrana, mijenja tradicionalnu ulogu krajnjih kupaca električne energije, koji postupno postaju aktivni sudionici tržišta – prosumeri, odnosno potrošači koji istovremeno proizvode električnu energiju za vlastite potrebe.

* Mia Previšić mia.previsic@ephzhb.ba; Sonja Sušac sonja.susac@ephzhb.ba; Marin Majstorović marin.majstorovic@ephzhb.ba; Ivan Šimović ivan.simovic@ephzhb.ba; Lucija Medić lucija.medic@ephzhb.ba

U tom kontekstu, ulaganja u fotonaponske sustave postaju sve atraktivnija, osobito u segmentu kućanstava i industrije. Međutim, dinamika razvoja ovih sustava ne ovisi samo o tehničkim i prirodnim uvjetima, poput solarnog potencijala, već u velikoj mjeri i o ekonomskim, regulatornim i tržišnim čimbenicima. Među najvažnijima su model obračuna proizvedene i preuzete električne energije, razina cijena električne energije, dostupnost poticajnih mehanizama te financijska sposobnost korisnika za inicijalna ulaganja.
U zemljama regije, uključujući Bosnu i Hercegovinu i Crnu Goru, razvoj prosumer sustava odvija se različitom dinamikom upravo zbog razlika u regulatornim okvirima i modelima poticanja investicija. Dok pojedine zemlje naglasak stavljaju na smanjenje početne investicijske barijere kroz subvencije ili inovativne modele financiranja, u drugima je razvoj više tržišno uvjetovan i ovisan o individualnoj ekonomskoj isplativosti projekata. Zbog toga analiza ekonomskih aspekata ulaganja u fotonaponske sustave, uključujući razdoblje povrata investicije i dugoročne financijske učinke, predstavlja ključan element razumijevanja razvoja prosumer sustava.

2. EKONOMSKI ČIMBENICI RAZVOJA PROSUMER SUSTAVA

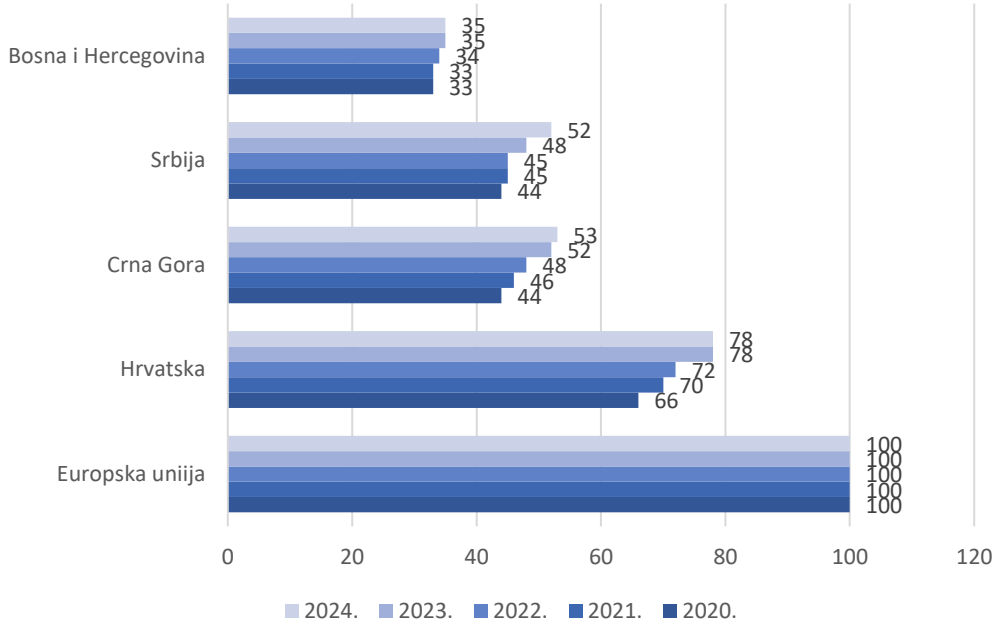
Status prosumera u kategoriji kućanstva kao i u kategoriji ostala potrošnja koja se odnosi na industriju, u velikoj je mjeri motiviran ekonomskim čimbenicima, pri čemu glavnu ulogu imaju model obračuna proizvedene i preuzete električne energije te cijena po kojoj se električna energija obračunava. Način obračuna viškova proizvedene električne energije, kao i visina cijene aktivne energije, značajno utječu na ekonomsku isplativost ulaganja u vlastita proizvodna postrojenja, poput fotonaponskih sustava. Stoga cijena električne energije predstavlja jedan od važnijih čimbenika koji potiče ili ograničava interes krajnjih korisnika, uključujući kućanstva i industrijske potrošače, za stjecanje statusa prosumera. U pravilu, veće cijene električne energije dodatno potiču interes za vlastitu proizvodnju električne energije jer se time skraćuje razdoblje povrata investicije. Na Slici 1. dan je pregled cijena električne energije za kućanstva u Bosni i Hercegovini te odabranim zemljama u okruženju, s ciljem stavljanja analiziranog modela u širi regionalni kontekst (1).



Slika 1 – Prikaz cijena električne energije za kategoriju kućanstva od 2020.-2025. godine

Budući da države primjenjuju različite tarifne modele i blokove potrošnje, za usporedbu je korišten DC razred potrošnje, koji obuhvaća godišnju potrošnju električne energije kućanstava između 2.500 i 4.999 kWh, a u kojem se rangu nalazi prosječna godišnja potrošnja kućanstava. Cijene su izražene u eurima, a porezi i ostala davanja (*taxes and levies*) nisu uključeni. Države članice dostavljaju prosječne cijene električne energije koje vrijede za cijelu zemlju. Te cijene izračunavaju se kao ponderirani prosjek, pri čemu se kao ponderi koriste tržišni udjeli pojedinih opskrbljivača električne energije.
Podaci pokazuju da su cijene električne energije u Europskoj uniji značajno više u odnosu na promatrane zemlje regije tijekom cijelog razdoblja. Istovremeno, cijene u Europskoj uniji bilježe izražen rast od 2020. do 2022. godine, nakon čega dolazi do postupnog smanjenja, iako i dalje ostaju znatno iznad razina zabilježenih na početku promatranog razdoblja.
Za razliku od toga, u zemljama regije kretanja cijena su znatno stabilnija i na nižim razinama. Hrvatska pokazuje relativno stabilan trend uz blagi porast nakon 2021. godine, dok Bosna i Hercegovina bilježi vrlo male promjene

cijena tijekom cijelog promatranog razdoblja. U Srbiji i Crnoj Gori primjetan je postupni rast cijena, osobito nakon 2022. godine, no njihove vrijednosti i dalje ostaju osjetno niže od prosjeka Europske unije.
Takve razlike u razini cijena električne energije imaju značajan utjecaj na ekonomsku isplativost ulaganja u vlastitu proizvodnju električne energije te mogu utjecati na dinamiku razvoja prosumer sustava u pojedinim zemljama.
Na Slici 2. je prikazan je *GDP per capita u Purchasing Power Standard (PPS)* za Bosnu i Hercegovinu, zemlje regije i prosjek Europske unije za razdoblje od 2020. do 2024. godine (2). Vrijednosti su indeksirane tako da prosjek Europske unije iznosi 100, što znači da se kupovna moć stanovništva u ostalim zemljama prikazuje u odnosu na prosjek Europske unije. Na primjer, Bosna i Hercegovina bilježi vrijednost 35, što znači da kućanstva raspolažu s oko 35 % prosječne kupovne moći u Europskoj uniji, Srbija 52, Crna Gora 53, dok Hrvatska iznosi 78.



Slika 2 – Prikaz GDP-a *per capita u Purchasing Power Standard (PPS)*

Ovaj pokazatelj omogućava jasnu usporedbu ekonomske snage stanovništva između zemalja. Osim same cijene električne energije, na mogućnost ulaganja kućanstava u vlastitu proizvodnju električne energije značajno utječe i ekonomska snaga stanovništva. U zemljama s nižim dohotkom i nižom kupovnom moći, poput BiH, kućanstva raspolažu ograničenim sredstvima za ulaganja u kapitalno intenzivne tehnologije poput fotonaponskih sustava. Ograničena financijska moć kućanstava može predstavljati važnu prepreku bržem razvoju prosumer sustava. S druge strane, zemlje poput Hrvatske, s višim PPS-om, imaju znatno veći investicijski potencijal, što doprinosi bržem razvoju prosumera i većoj integraciji obnovljivih izvora energije u kućanstvima.
Za razliku od kućanstava, industrijski sektor raspolaže većim financijskim kapacitetima i pristupom povoljnijim izvorima financiranja, no istovremeno donosi investicijske odluke temeljene na strožim kriterijima isplativosti, uključujući interne stope povrata (IRR - *Internal Rate of Return*), razdoblje povrata i utjecaj na konkurentnost poslovanja. Stoga je osjetljivost industrije na promjene cijena električne energije često izraženija nego kod kućanstava.
U Tablici 1. su prikazani polugodišnji podaci o cijenama električne energije za industriju. Za usporedbu je korišten IC razred potrošnje, koji obuhvaća godišnju potrošnju električne energije industrijskih potrošača između 500 i 1.999 MWh. Ovaj razred je izabran jer prerađivačka industrija (C) čini najveći udio industrijske aktivnosti u većini Europske unije i balkanskih zemalja, zbog čega daje reprezentativnu sliku ukupnog industrijskog razvoja. Cijene su izražene u eurima, a porezi i ostala davanja (*taxes and levies*) nisu uključeni (3).

Tablica 1 – Prikaz cijena aktivne energije za industriju

	2020-S2	2021-S1	2021-S2	2022-S1	2022-S2	2023-S1	2023-S2	2024-S1	2024-S2	2025-S1
Europska unija	0,0826	0,0863	0,1036	0,1593	0,1987	0,1938	0,1767	0,1575	0,1629	0,1560
Hrvatska	0,0878	0,0881	0,0998	0,1410	0,2246	0,2780	0,2187	0,2169	0,2155	0,2166

BiH	0,0702	0,0719	0,0695	0,0714	0,0866	0,0905	0,0898	0,0951	0,0947	0,1096
Crna Gora	0,0513	0,0773	0,0527	0,0762	0,0761	0,0768	0,0764	0,0800	0,0799	0,0817
Srbija	0,0731	0,0702	0,0774	0,0893	0,1026	0,1218	0,1318	0,1356	0,1172	0,1242

Podaci iz Tablice 1. pokazuju sličan obrazac kao i kod kućanstava, ali uz izraženije fluktuacije, osobito u razdoblju energetske krize 2022. godine. Na razini Europske unije vidljiv je snažan rast cijena s 0,0826 €/kWh u 2020-S2 na vrhunac od 0,1987 €/kWh u 2022-S2, nakon čega slijedi postupna stabilizacija i pad cijena, iako one ostaju iznad pretkriznih razina.
Hrvatska bilježi još izraženiji rast cijena, s naglim skokom u 2022. i 2023. godini, gdje cijena doseže maksimum od 0,2780 €/kWh u 2023-S1. Takva kretanja ukazuju na veću izloženost tržišnim šokovima, ali i potencijalno snažniji poticaj industriji za ulaganje u vlastite izvore energije.
Bosna i Hercegovina zadržava relativno niske i stabilne cijene tijekom većeg dijela promatranog razdoblja, uz blagi rast nakon 2022. godine, kada cijena doseže 0,1096 €/kWh u 2025-S1. Ovakva stabilnost cijena može smanjiti kratkoročni poticaj industriji za ulaganja u prosumer sustave, ali istovremeno pruža predvidivost poslovanja.
Srbija i Crna Gora pokazuju postupni rast cijena, pri čemu je u Srbiji taj trend izraženiji, osobito nakon 2022. godine. Unatoč rastu, cijene u tim zemljama ostaju niže od prosjeka Europske unije, što implicira slabiji, ali i dalje prisutan ekonomski poticaj za razvoj industrijskih prosumer sustava.

3. USPOREDBA MODELA PROSUMER SUSTAVA

3.1 Prosumer sustavi u Crnoj Gori

„Zakonom o korišćenju energije iz obnovljivih izvora“ („Službeni list Crne Gore“, br. 082/24) je utvrđena instalirana snaga krajnjeg kupca-proizvođača (prosumera) od 16 kW ili manje ili ekvivalentne snage priključka koji nije trofazni (4).
Obračun preuzete i isporučene električne energije prosumera vrši se primjenom:

- Sheme neto mjerenja za elektrane instalirane snage do 16 kW;
- Sheme neto obračuna za elektrane instalirane snage od 16 kW do 50 kW;
- Komercijalne sheme snabdijevanja za elektrane instalirane snage veće od 50 kW.

Neto mjerenje je metoda po kojoj se višak električne energije koju je prosumer isporučio mreži tijekom obračunskog perioda prenosi u obliku energetskog depozita u naredne obračunske periode kada je potrošnja električne energije prosumera veća od vlastite proizvodnje. Osnovicu za mjesečni obračun preuzete i isporučene električne energije prilikom primjene sheme neto mjerenja čini neto razlika između zbroja isporučene električne energije prosumera na mjestu priključka i energetskog depozita iz stava 1 ovog člana i preuzete električne energije. Ako je prosumer u mrežu isporučio više električne energije nego što je preuzeo u obračunskom periodu, razlika u količini isporučene i preuzete električne energije se utvrđuje i prenosi u naredni obračunski period kao energetski depozit, a opskrbljivač vrši obračun kao da nema potrošnje u obračunskom periodu. Ako je rezultat obračuna iz stava 1 ovog člana negativan, opskrbljivač koristi taj iznos kao osnovicu za obračun električne energije na računu izdanom u skladu s ugovorom o kupoprodaji električne energije. Opskrbljivač je dužan izvršiti konačni obračun količine isporučene i preuzete električne energije od strane prosumera 1. travnja svake godine za prethodnih 12 mjeseci, a višak isporučene električne energije od strane prosumera opskrbljivač je dužan obračunati kupcu-proizvođaču po cijeni električne energije iz ugovora o kupoprodaji električne energije, bez obračuna mrežnih i drugih naknada, u okviru tarife po kojoj je električna energija proizvedena. S obračunatim viškom električne energije, opskrbljivač podmiruje neizmirene obaveze prosumera, a potencijalni preostali iznos isplati u roku od 30 dana od dana obračuna.
Neto obračun je metoda po kojoj se novčana vrijednost viška električne energije koju prosumer u obračunskom periodu koristi u obliku financijskog depozita za smanjenje računa za električnu energiju prosumera u narednim obračunskim periodima. Osnovicu za mjesečno obračunavanje preuzete i isporučene električne energije prilikom primjene sheme neto obračuna čini neto razlika između obračuna isporučene električne energije prosumera na mjestu priključenja i obračuna preuzete električne energije iz mreže. Ako je prosumer u obračunskom periodu preuzeo više električne energije nego što je isporučio mreži, razliku između preuzete i isporučene električne energije, prosumer plaća u skladu sa ugovorenom cijenom iz ugovora o kupoprodaji električne energije. Ako je prosumer isporučio više električne energije u mrežu nego što je preuzeo u obračunskom periodu, razlika između isporučene i preuzete električne energije prenosi se u naredni obračunski period u korist prosumera u vidu novčanog depozita koji odgovara vrijednosti viška isporučene električne energije u odnosu na preuzetu u obračunskom periodu. Financijski depozit se obračunava kao produkt razlike između isporučene i preuzete električne energije i jedinične cijene energije iz ugovora o kupoprodaji umanjene za 5 %. Financijski depozit se koristi u obračunskim periodima kada je količina električne energije preuzete iz mreže veća od količine električne

energije koju proizvede prosumer i isporuči u mrežu. Obračun naknade za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora, koju plaća prosumer u slučaju primjene sheme neto obračuna, vrši se za neto razliku između preuzete i isporučene električne energije u obračunskom periodu.
U slučaju primjene komercijalne sheme opskrbe, obračun električne energije preuzete iz sustava i proizvedene električne energije predate u sustav vrši se neovisno. Opskrbljivač obračunava i ispostavlja fakturu prosumeru za električnu energiju preuzetu iz sustava primjenom ugovorene cijene opskrbe. Prosumer, čija je snaga proizvodnog postrojenja između 50 kW i 300 kW, obračunava i ispostavlja fakturu opskrbljivaču za isporučenu električnu energiju primjenom cijene energije iz ugovora o kupoprodaji električne energije umanjene za 5 %. Prosumer čije je proizvodno postrojenje snage veće od 300 kW dužan je obračunavati i ispostavljati fakturu opskrbljivaču za isporučenu električnu energiju primjenom cijena električne energije iz ugovora o kupoprodaji električne energije. Opskrbljivač vrši obračun troškova odstupanja prosumera čija snaga proizvodnog postrojenja prelazi 300 kW i izdaje račun.

3.2 Prosumer sustavi u Federaciji Bosni i Hercegovini

Prema Zakonu o korištenju obnovljivih izvora energije i efikasne kogeneracije („Službene novine Federacije BiH“, br. 82/23) prosumer označava krajnjeg kupca električne energije koji proizvodi električnu energiju iz obnovljivih izvora energije za dio svojih potreba iz vlastitog energetskog postrojenja s mogućnošću predaje viška proizvedene električne energije u mrežu u vidu energetskog ili monetarnog kredita. Krajnji kupac ima pravo priključiti elektranu koja koristi obnovljive izvore energije na unutrašnje električne instalacije svog objekta za potrebe vlastite potrošnje. Vlasnik elektrane za vlastite potrebe prosumera može biti i treća strana, uz zaključenje posebnog sporazuma s krajnjim kupcem za čije potrebe je elektrana priključena (5).
Razlikuju se sljedeće dvije kategorije prosumera:

- Prosumeri iz kategorije ku'anstva, priključne snage do 10,8 kW,
- Prosumeri iz kategorije ostala potrošnja, priključne snage do 150 kW.

Osnovica za obračun preuzete i predane električne energije prosumerima je neto stanje dvosmjernog mjernog uređaja na mjestu priključenja u obračunskom periodu od jednog mjeseca. U slučaju da prosumer tijekom obračunskog perioda preuzme više električne energije nego što je predao u mrežu, plaća razliku po ugovorenoj cijeni opskrbe.
Ako je prosumer u obračunskom periodu predao više električne energije u mrežu nego što je preuzeo, razlika se prenosi u naredni obračunski period u korist prosumera na sljedeće načine:

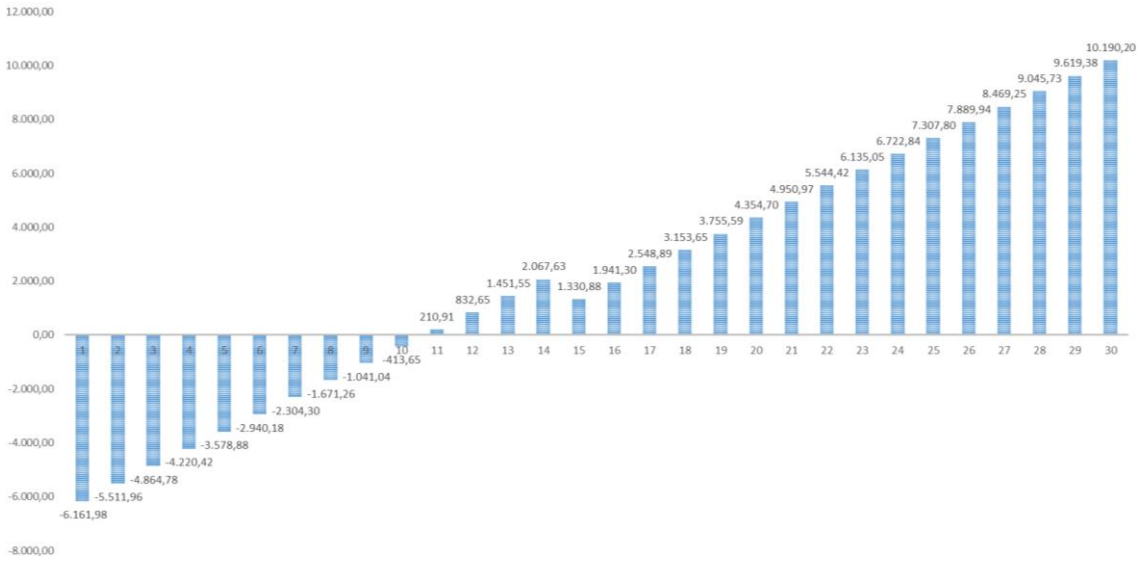
- Kod primjene sheme neto mjerenja kao energetski kredit izražen u kWh ili
- Kod primjene sheme neto obračuna kao monetarni kredit izražen u KM.

Prosumeri iz kategorije ku'anstva imaju pravo na izbor sheme neto mjerenja u periodu od 10 godina nakon čega ostvaruju pravo na shemu neto obračuna ili sheme neto obračuna. Prosumeri iz kategorije ostala potrošnja isključivo imaju pravo na shemu neto obračuna. Vrijednost monetarnog kredita izračunava se kao produkt energetskog kredita i jedinične cijene koja odgovara jediničnoj cijeni komponente energije u maloprodajnoj cijeni opskrbljivača, umanjene za 10 %.
Energetski i monetarni krediti se utvrđuju za svaki obračunski period te se poništavaju nakon prvog kvartala tekuće godine, pri čemu prosumer nema pravo na naknadu za neiskorišteni energetski ili monetarni kredit iz prethodnog obračunskog perioda.
Dodatno, Zakon propisuje način mjerenja i dostave podatka i to prema sljedećim stavkama:

- Operator distribucijskog sustava (ODS) vrši mjerenje količine predate i preuzete električne energije na mjestu priključenja prosumera, kao i mjerenje količina proizvedene električne energije na mjestu priključenja elektrane za vlastite potrebe na unutrašnje instalacije prosumera.
- Mjerenje na mjestu priključenja prosumera vrši se dvosmjernim brojilom aktivne električne energije.
- Prosumer je dužan omogućiti ovlaštenim licima ODS-a pristup mjernim uređajima i električnim instalacijama.
- Operator distribucijskog sustava na mjesečnom nivou dostavlja opskrbljivaču podatke o obračunskim mjernim veličinama registriranim na mjestu priključenja prosumera.
- Operator distribucijskog sustava na kvartalnom nivou dostavlja Regulatornoj komisiji i Operatoru za obnovljive izvore energije i učinkovitu kogeneraciju podatke o ukupno proizvedenoj električnoj energiji prosumera.
- Prosumeri su oslobođeni od naknade za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energijei učinkovite kogeneracije jer je sami proizvode, a koju plaćaju svi obični potrošači.

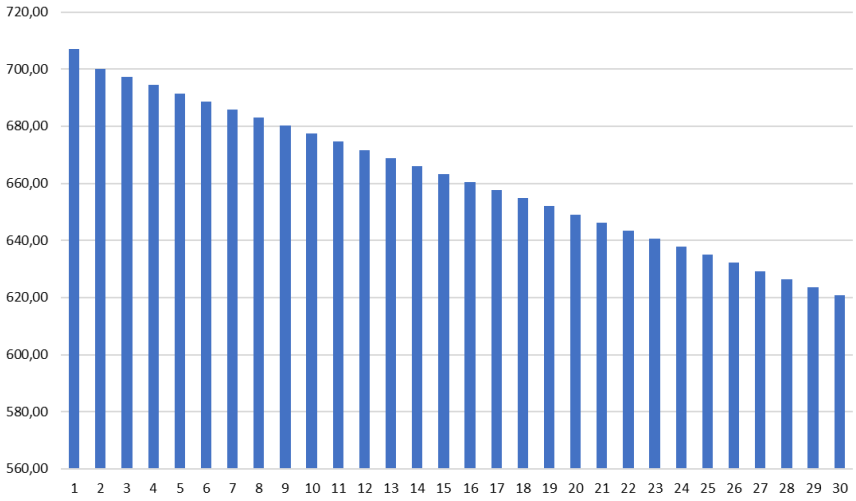
4. POVRAT INVESTICIJE PROSUMER SUSTAVA

U Crnoj Gori razvoj prosumer sustava snažno se potiče kroz programe subvencija pod nazivom Solari+. Korisnicima koji ostvare pravo na poticaj EPCG – Solar gradnja ugrađuje fotonaponski sustav, dok Crnogorski elektrodistributivni sistem (CEDIS) instalira pametno brojilo za mjerenje razmjene električne energije s mrežom te dodatno brojilo za evidenciju ukupne proizvodnje. Jedna od značajki ovog modela jest izostanak početnog investicijskog troška za korisnike (uz izuzetak administrativnih pristojbi). Trošak fotonaponskog sustava otplaćuje se kroz mjesečne rate koje su približno jednake prethodnom prosječnom računu za električnu energiju. U praksi to znači da korisnik, nakon instalacije sustava, nastavlja plaćati gotovo isti iznos kao i prije, ali sada taj iznos predstavlja otplatu investicije. Budući da korisnik i dalje plaća približno isti mjesečni iznos, cjelokupni iznos računa praktično predstavlja otplatu investicije u elektranu. Ovakav sustav potiče korisnike na maksimalno iskorištavanje vlastite proizvodnje električne energije, jer veća vlastita potrošnja rezultira bržom otplatom investicije. Također, omogućena je i prijevremena otplata kroz povećanje mjesečnih rata (6).
Uvjeti za sudjelovanje u programu uključivali su vlasništvo nad legaliziranim objektom s trofaznim priključkom, uredno podmirivanje računa za električnu energiju te minimalnu razinu potrošnje. Za kućanstva je to bilo više od 4.000 kWh godišnje uz prosječni mjesečni račun veći od 30 eura, dok su za poslovne korisnike pragovi iznosili najmanje 13.000 kWh godišnje i račune veće od 120 eura. Time se osiguralo da poticaji budu usmjereni prema korisnicima s većom potrošnjom i većim potencijalom smanjenja emisija. Dodatni tehnički uvjeti odnosili su se na orijentaciju krova (jug, jugoistok ili jugozapad) i minimalni nagib od 10°, dok su za poslovne korisnike bili prihvatljivi i ravni krovovi. Tako je osigurana optimalna učinkovitost instaliranih sustava.
U raspodjeli kapaciteta uzeti su u obzir solarni potencijal i regionalna zastupljenost, pri čemu je 40 % kapaciteta dodijeljeno primorskoj regiji, 40 % središnjoj regiji (uključujući Podgoricu), a 20 % sjevernom dijelu zemlje. Prednost su imala kućanstva s nižim prihodima i višim računima za električnu energiju, kao i korisnici koji prelaze s grijanja na fosilna goriva ili drvo na električnu energiju. U kasnijim fazama programa kriteriji su postupno ublažavani kako bi se omogućilo šire sudjelovanje građana i ubrzala energetska tranzicija. Time je model Solari+ postao značajan instrument za razvoj prosumer sustava u Crnoj Gori.
Za razliku od modela u Crnoj Gori, gdje korisnici nemaju značajan početni investicijski trošak, u Bosni i Hercegovini primjenjuje se drugačiji pristup u kojem korisnici u pravilu sami financiraju izgradnju prosumer sustava, uz mogućnost ostvarivanja jednokratnih subvencija.
Sustav poticaja provodi Operator za obnovljive izvore energije i učinkovitu kogeneraciju putem javnih poziva koji se objavljuju na godišnjoj razini. Program je namijenjen isključivo fizičkim osobama, odnosno vlasnicima ili suvlasnicima obiteljskih kuća u kojima se najmanje 50 % bruto površine koristi za stanovanje, uz uvjet prijavljenog prebivališta na adresi objekta. Program je strukturiran kroz dvije osnovne skupine korisnika. Prvu skupinu čine kućanstva u stanju socijalne potrebe, koje odabiru nadležna županijska ministarstva socijalne politike. Za ove korisnike Operator za obnovljive izvore energije i učinkovitu kogeneraciju u potpunosti financira projekt – od faze projektiranja do priključenja na elektroenergetsku mrežu. Time se omogućava uključivanje energetski ugroženih kategorija stanovništva u proces energetske tranzicije. Osnovni uvjeti za ostvarivanje prava uključuju godišnju potrošnju električne energije veću od 3.500 kWh, najmanje tri člana kućanstva, tehničku mogućnost instalacije sustava te status korisnika socijalne pomoći. Dodatnu prednost imaju osobe sa statusom civilnih žrtava rata ili osobe s invaliditetom. Drugu skupinu čine ostala kućanstva koja se prijavljuju putem javnog poziva za sufinanciranje. U ovom slučaju korisnici sami snose veći dio investicije, dok im se dodjeljuje djelomična subvencija. Uvjeti uključuju minimalnu godišnju potrošnju električne energije od 5.500 kWh, odgovarajuću priključnu snagu objekta te usklađenost mjesta prebivališta i lokacije planiranog postrojenja (7).
Financijska podrška za ovu skupinu ograničena je na maksimalno 7.000 KM po korisniku, odnosno do 60 % ukupne vrijednosti investicije. Važno je naglasiti da korisnici u Bosni i Hercegovini moraju unaprijed samostalno financirati cjelokupnu investiciju, odnosno osigurati puni iznos potrebnih sredstava za projektiranje, nabavu i ugradnju prosumer sustava. Tek nakon završetka izgradnje, priključenja na mrežu i puštanja postrojenja u pogon, korisnici ostvaruju pravo na povrat odobrenog dijela sredstava kroz subvenciju.
Ovakav model financiranja predstavlja značajno veće početno financijsko opterećenje za korisnike u usporedbi s modelima poput onoga u Crnoj Gori, budući da zahtijeva visoku razinu likvidnosti ili pristup vanjskim izvorima financiranja. Posljedično, to utječe na ekonomsku isplativost projekta i produljuje efektivni period povrata investicije, jer korisnik snosi puni investicijski rizik u početnoj fazi projekta.
Na primjeru kućanstva u Federaciji Bosni i Hercegovini s godišnjom potrošnjom 6.193 kWh u 2025. godini analiziran je povrat investicije u fotonaponski sustav. Kao optimalno rješenje odabrana je fotonaponska elektrana snage 4 kW, s DC/AC omjerom 1,2, južnom orijentacijom i procijenjenom godišnjom proizvodnjom od oko 6.910 kWh. Svi proračuni su odrađeni na osnovu cijena električne energije javnog opskrbljivača JP „Elektroprivreda HZ HB“ d.d. Mostar.
Početna investicija u sustav iznosi 6.869,07 KM, što odgovara iznosu od približno 3.512,11 €, a u ekonomskoj analizi uključena je i zamjena izmjenjivača (invertera) u 15. godini rada sustava, što uzrokuje privremeno smanjenje kumulativnog novčanog tijeka u tom razdoblju. Kumulativni novčani tijek prikazan je na Slici 3.



Slika 3 – Prikaz kumulativnog novčanog tijeka potrošača iz kategorije kućanstva

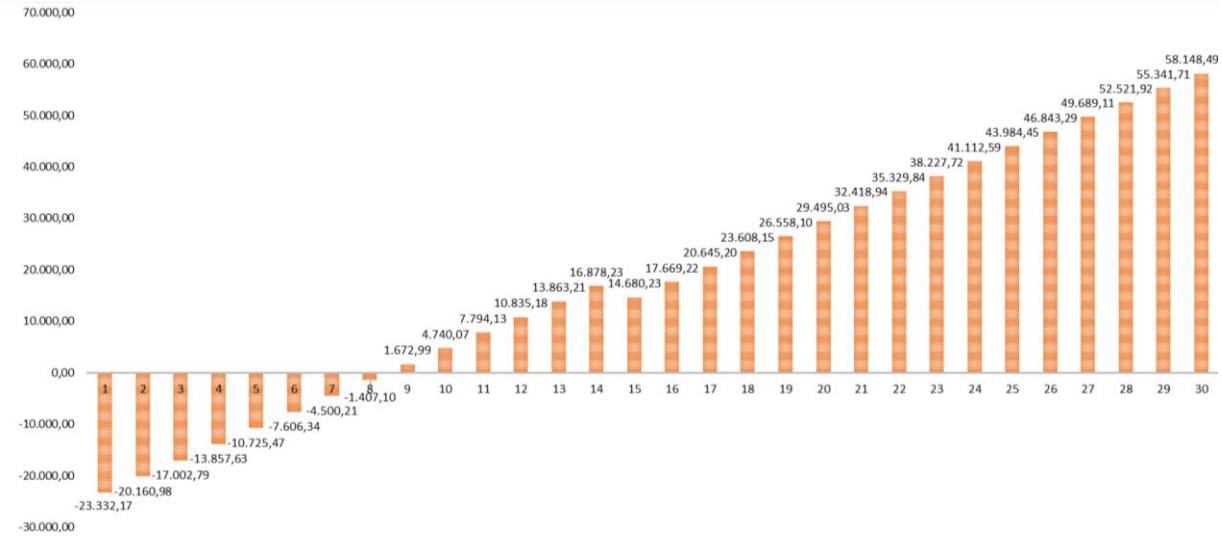
Graf kumulativnog novčanog tijeka pokazuje da je u početnim godinama prisutan negativan financijski rezultat zbog početnog ulaganja. Međutim, zahvaljujući uštedama na troškovima električne energije i vlastitoj proizvodnji, negativni iznos se postupno smanjuje te novčani tijek postaje pozitivan u 11. godini eksploatacije, što predstavlja procijenjeno razdoblje povrata investicije. Nakon toga sustav ostvaruje kontinuirani financijski benefit, a kumulativna dobit do kraja promatranog razdoblja od 30 godina prelazi 10.000 KM, čime se potvrđuje dugoročna ekonomska opravdanost ulaganja u fotonaponsku elektranu. Ušteda kućanstva po godinama prikazana je na Slici 4.



Slika 4 – Prikaz uštede potrošača iz kategorije kućanstva

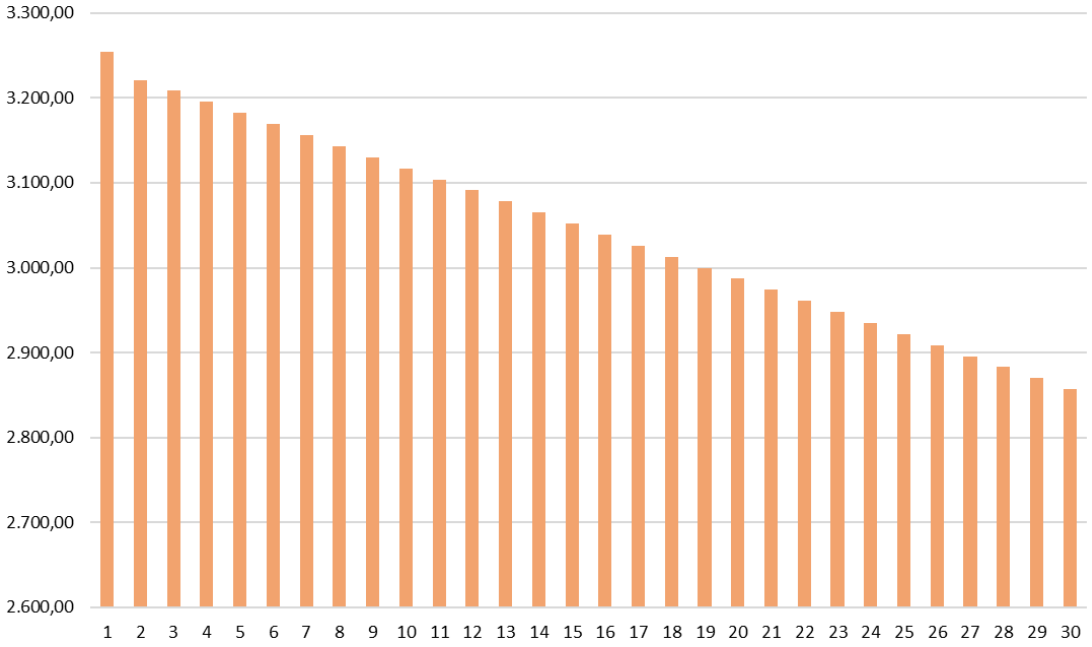
Uštede se postupno smanjuju iz godine u godinu uslijed degradacije fotonaponskih modula, što dovodi do blagog pada godišnje proizvodnje električne energije. Izraženije smanjenje ušteda javlja se nakon 10. godine rada sustava, kada kućanstvo prelazi na sheme obračuna neto obračuna, koja je financijski manje povoljna u odnosu na prethodno primjenjivanu shemu neto mjerenja.

Na primjeru potrošača iz kategorije ostala potrošnja (industrija) u Federaciji Bosni i Hercegovini s godišnjom potrošnjom 21.017,2 kWh analiziran je povrat investicije u fotonaponski sustav. Kao optimalno rješenje odabrana je fotonaponska elektrana snage 15 kW, s DC/AC omjerom 1,2, južnom orijentacijom i procijenjenom godišnjom proizvodnjom od oko 25.585 kWh. Početna investicija u sustav iznosi 26.585,91 KM, što odgovara iznosu od približno 13.592,28 €. Kumulativni novčani tijek sustava prikazan je na Slici 5.



Slika 5 – Prikaz kumulativnog novčanog tijeka potrošača iz kategorije ostala potrošnja (industrija)

Graf kumulativnog novčanog tijeka pokazuje da je u početnim godinama prisutan negativan financijski rezultat zbog početnog ulaganja. Međutim, zahvaljujući višim cijenama električne energije u tarifi za ostalu potrošnju (industriju) u odnosu na kućanstva, kao i dodatnim uštedama ostvarenim kroz smanjenje troška vršne snage, negativni iznos se relativno brzo smanjuje. Posljedično, pozitivan novčani tijek ostvaruje se već u 8. godini eksploatacije, što ukazuje na kraće razdoblje povrata investicije u odnosu na prosumer sustave u kućanstvima. Uštede na računima po svakoj godini prikazane su na Slici 6.



Slika 6 – Prikaz uštede potrošača iz kategorije ostala potrošnja (industrija)

Može se istaknuti kako model u Bosni i Hercegovini naglasak stavlja na kombinaciju socijalne politike i tržišnog sudjelovanja korisnika, dok modeli poput crnogorskog više teže eliminaciji početne investicijske barijere kroz inovativne mehanizme otplate.

5. ZAKLJUČAK

Prosumer sustavi predstavljaju važan element energetske tranzicije jer omogućuju krajnjim kupcima aktivno sudjelovanje u proizvodnji električne energije iz obnovljivih izvora. Analiza pokazuje da se njihov razvoj u Bosni i Hercegovini i Crnoj Gori odvija različitom dinamikom, prvenstveno zbog razlika u regulatornim okvirima, modelima poticanja i razini cijena električne energije.

U Bosni i Hercegovini razvoj prosumer sustava je tek je u početnoj fazi razvoja. Korisnicima je potreban početni kapital koji moraju izdvojiti za realizaciju prosumer sustava, što predstavlja izazov, posebno za kućanstva, a u manjoj mjeri i za industriju. S druge strane, industrijski korisnici ostvaruju brži povrat investicije zbog viših cijena električne energije i mogućnosti smanjenja troška vršne snage.

Crnogorski model, koji značajno smanjuje ili eliminira početni investicijski trošak, pokazuje se kao snažan poticaj širem prihvaćanju prosumer sustava. Zaključno, može se istaknuti da ekonomski čimbenici, regulatorni mehanizmi i dostupnost financijskih poticaja zajedno u kombinaciji uvelike utječu na dinamiku razvoja prosumer sustava, dok pravilno dimenzionirani fotonaponski sustavi dugoročno predstavljaju ekonomski opravdanu investiciju i za kućanstva i za industriju.

LITERATURA

[1] *Electricity prices for household consumers - bi-annual data*, Eurostat, od 2007., https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_204/default/table?lang=en

[2] *GDP per capita in PPS*, Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/tec00114/default/table?lang=en

[3] *Electricity prices for non-household consumers - bi-annual data*, Eurostat, od 2007., https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_205/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_price.nrg_pc

[4] Zakon o korišćenju energije iz obnovljivih izvora, „Službeni list Crne Gore“, br. 082/24 od 23. 8. 2024., https://cedis.me/wp-content/uploads/2025/05/Zakon-o-koriscenju-energije-iz-obnovljivih-izvora.pdf

[5] Zakon o korištenju obnovljivih izvora energije i učinkovite kogeneracije, „Službene novine Federacije BiH“, br. 82/23, od 25. 10. 2023., https://www.epbih.ba/upload/documents/Zakon%20o%20koristenju%20obnovljivih%20izvora%20energije%20i%20efikasne%20kogeneracije%20Sl.%20novine%20FBiH_broj%2082%20od%2025.10.2023.pdf

[6] Javni poziv za učešće u projektu Solari 5000+ (70 MW) za fizička i pravna lica, Elektroprivreda Crne Gore AD Nikšić, br. 10-00-59044/1, od 20.12.2022. https://epcg-sg.com/lat/javni-poziv-za-ucesce-u-projektu-solari-5000-70mw-za-fizicka-i-pravna-lica/

[7] Odluka o usvajanju programa o sufinansiranju prosumera iz kategorije domaćinstva, „Službene novine Federacije BiH“, 01-307-25, od 28.04.2025., https://www.oieiek.ba/wp-content/uploads/2025/08/Program-prosumeri_sllist.pdf

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R4-04

PLANIRANJE RAZVOJA ZASIĆENIH ZONA ELEKTRODISTRIBUTIVNE MREŽE U USLOVIMA VISOKE PENETRACIJE PV IZVORA PRIMJENOM OPERATIVNIH MJERA I CILJANIH INVESTICIJA

PLANNING THE DEVELOPMENT OF SATURATED DISTRIBUTION NETWORK AREAS UNDER HIGH PV PENETRATION THROUGH OPERATIONAL MEASURES AND TARGETED INVESTMENTS

Jelena Gajović, Crnogorski elektrodistributivni sistem d.o.o. Podgorica, Crna Gora*
Biljana Knežević, Crnogorski elektrodistributivni sistem d.o.o. Podgorica, Crna Gora
Anja Čanović, Crnogorski elektrodistributivni sistem d.o.o. Podgorica, Crna Gora

KRATAK SADRŽAJ

U zonama srednjenaponske i niskonaponske (SN/NN) distributivne mreže sa ekspanzijom priključenja fotonaponskih (PV) izvora sve češće se dostiže granica prihvatnog kapaciteta usljed dostizanja dozvoljenih naponskih i strujnih ograničenja. U radu se razmatra tehnički pristup razvoju zasićenih zona, sa ciljem da se sagledaju mogućnosti primjene operativnih mjera i da se, u uslovima kada je neophodno primijeniti određene investicione mjere, definišu načela planiranja razvoja mreže i potrebna dinamika ulaganja. Analiza se zasniva na proračunima tokova snaga za granični režim maksimalne proizvodnje i minimalnog opterećenja, uz postepeno povećavanje instalisane PV snage i provjeru kriterijuma napona i opterećenja mrežnih elemenata. Posebno se razmatra uticaj operativnih mjera upravljanja naponom i ciljano usmjerenih investicionih zahvata na lokalni prihvatni kapacitet i naponske prilike u mreži. Rezultati se prikazuju kroz porast prihvatnog kapaciteta i identifikaciju kritičnih tačaka, uz poređenje efekata razmatranih mjera. Rezultati rada ukazuju na značaj razmatranja operativnih mjera i ciljano usmjerenih investicionih opcija, njihove vremenske dimenzije i okvirnog ekonomskog vrednovanja u planiranju razvoja SN/NN mreža u uslovima visoke PV penetracije.

Ključne riječi: prihvatni kapacitet, fotonaponski izvori (PV), SN/NN distributivna mreža, planiranje razvoja mreže, operativne mjere.

ABSTRACT

In medium- and low-voltage (MV/LV) distribution network areas experiencing rapid growth in photovoltaic (PV) connections, hosting capacity limits are increasingly reached due to voltage and thermal loading constraints. This paper considers a technical approach to planning the development of saturated network areas, with the aim of assessing the applicability of operational measures and, where necessary, defining network development planning principles and the required investment timeline. The analysis is based on power-flow calculations for the limiting case of maximum generation and minimum load, with a gradual increase in installed PV capacity and verification of voltage and network element loading criteria. Particular attention is given to the impact of operational voltage-control measures and targeted investment actions on local hosting capacity and network voltage conditions. The results are presented through hosting capacity increase and the identification of critical points, together with a comparison of the effects of the considered measures. The results highlight the importance of considering operational measures, targeted investment options, their time dimension, and an indicative economic assessment when planning the development of MV/LV networks under high PV penetration.

Key words: hosting capacity, photovoltaic (PV) sources, MV/LV distribution network, network development planning, operational measures.

* Jelena Gajović, CEDIS d.o.o. Podgorica, jelena.gajovic@cedis.me; Biljana Knežević, CEDIS d.o.o. Podgorica, biljana.knezevic@cedis.me; Anja Čanović, CEDIS d.o.o. Podgorica, anja.canovic@cedis.me

1. UVOD

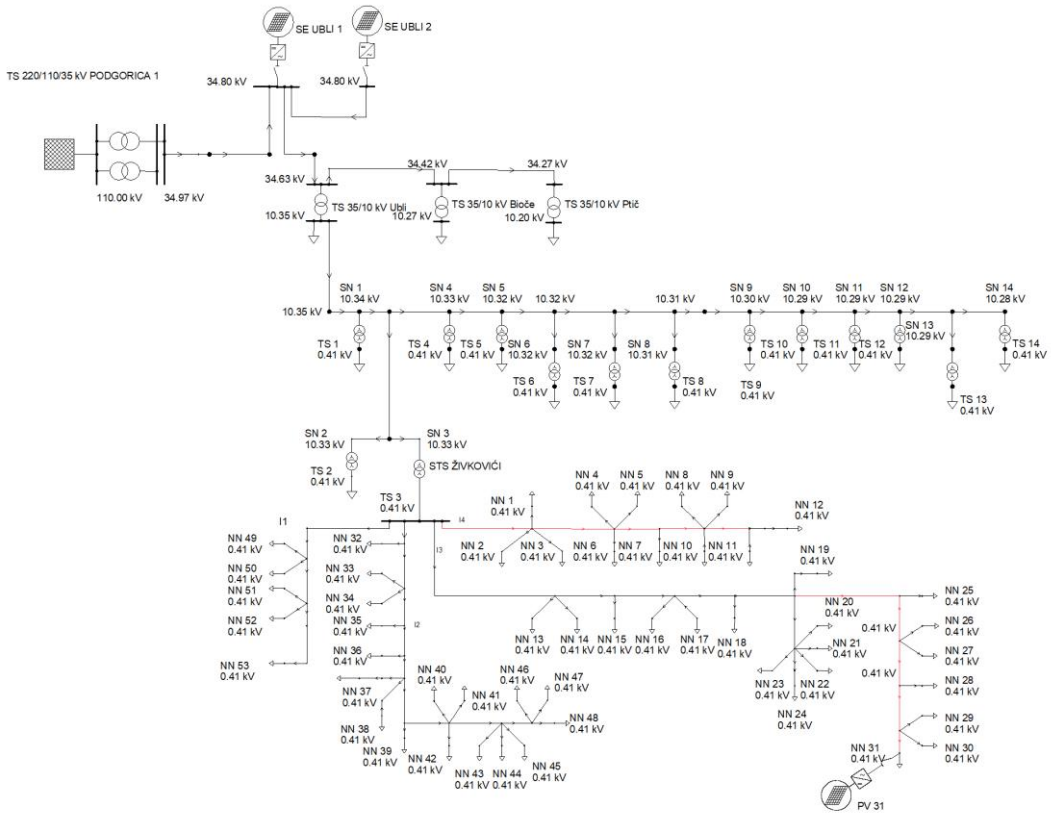
U distributivnim mrežama sa ekspanzijom priključenja fotonaponskih (PV) izvora sve češće se dostižu granice prihvatnog kapaciteta usljed dostizanja dozvoljenih naponskih granica i termičkih ograničenja mrežnih elemenata, posebno u režimima visoke proizvodnje i promijenjenog smjera toka snage. Ovi izazovi posebno dolaze do izražaja u ruralnim srednjenaponskim/niskonaponskim (SN/NN) mrežama sa dužim izvodima, manjim presjecima provodnika i već prisutnim distribuiranim izvorima.
Iskustva zemalja sa visokom penetracijom PV izvora pokazuju da se povećanje prihvatnog kapaciteta (eng. hosting capacity, HC) distributivnih mreža ne postiže jednom mjerom, već kombinacijom operativnih pristupa i ciljano usmjerenih investicionih zahvata. U tom smislu, značaj imaju mjere kao što su mrežno podržavajuće funkcije invertora, upravljanje reaktivnom snagom, regulacija napona na transformatorima i rekonstrukcija kritičnih dionica mreže.
U Crnoj Gori je ovaj izazov dodatno izražen činjenicom da veliki broj NN mreža nije detaljno modelovan, pa se procjena mogućnosti priključenja u praksi često zasniva na nazivnoj snazi transformatora, opterećenju trafo-reona i raspoloživim mjerenjima, a ne na analizi lokalnih naponskih prilika po čvorovima. U uslovima ubrzanog porasta broja kupaca-proizvođača i priključivanja elektrana na višim naponskim nivoima, takav pristup može dovesti do toga da se stvarna ograničenja ispolje tek nakon priključenja novih izvora.
Polazeći od navedenog, u radu je razmotren tehnički pristup povećanju lokalnog prihvatnog kapaciteta u zasićenoj zoni distributivne mreže, na primjeru realne SN/NN mreže sa već priključenim PV izvorima na 35 kV i NN nivou. Posebna pažnja posvećena je poređenju efekata operativnih mjera i ciljano usmjerenih investicionih zahvata, sa ciljem sagledavanja njihovog doprinosa povećanju lokalnog HC, očuvanju stabilnog i sigurnog rada mreže, kao i osnovnih aspekata njihove praktične primjene.

2. FAKTORI KOJI ODREĐUJU PRIHVATNI KAPACITET DISTRIBUTIVNIH MREŽA I SPECIFIČNOSTI U CRNOJ GORI

Prihvatni kapacitet distributivne mreže predstavlja maksimalnu snagu distribuiranih izvora koja se može priključiti u posmatranu mrežu ili njen dio bez prekoračenja tehničkih kriterijuma kvaliteta napona i dozvoljenih opterećenja mrežnih elemenata. U SN i NN mrežama prihvatni kapacitet ne zavisi samo od ukupne priključene snage izvora, već prvenstveno od topologije i parametara mreže, lokacije i rasporeda izvora, profila opterećenja i raspoložive regulacione opreme. U ruralnim mrežama sa dužim izvodima i manjim presjecima provodnika ograničenje je najčešće naponske prirode, dok u kraćim i jačim mrežama dominantno ograničenje može biti termičke prirode, odnosno određeno dozvoljenim strujnim opterećenjem vodova i transformatora. Na lokalni prihvatni kapacitet utiču i udaljenost od trafostanice, prisustvo već priključenih izvora na višim naponskim nivoima i pojava povratnih tokova snage u režimima visoke proizvodnje i male potrošnje. Prema Pravilima za funkcionisanje distributivnog sistema Crne Gore [1], dozvoljeni naponi u stacionarnom stanju nalaze se u granicama $\pm 10\% U_n$, dok je maksimalno dozvoljena promjena napona pri priključenju ili isključenju proizvodne jedinice ograničena na ±5%.
Iskustva zemalja sa visokom penetracijom PV izvora pokazuju da se povećanje prihvatnog kapaciteta distributivnih mreža ne ostvaruje jednom mjerom, već kombinacijom mrežno podržavajućih funkcija invertora, upravljanja reaktivnom snagom, regulacije napona na transformatorima, fleksibilnog ograničenja izvoza i ciljane rekonstrukcije kritičnih mrežnih elemenata. IEA PVPS upravo takva rješenja prepoznaje kao ključna za očuvanje pouzdanog rada distributivnih mreža pri rastu udjela distribuirane solarne proizvodnje. U Njemačkoj su tehnička pravila za priključenje proizvodnih postrojenja na niski napon razvijena tako da nova postrojenja imaju izražena mrežno podržavajuća svojstva, uključujući mogućnost regulacije reaktivne snage, dok se u Australiji primjenjuju fleksibilni priključci zasnovani na promjenljivim limitima izvoza radi efikasnijeg korišćenja postojeće mrežne infrastrukture [2, 3].
Specifičnost crnogorskog distributivnog sistema ogleda se u tome da veliki broj NN mreža nije modelovan, a raspoloživi podaci nijesu strukturirani na način koji omogućava neposrednu i pouzdanu analizu lokalnog prihvatnog kapaciteta. Zbog toga se procjena mogućnosti priključenja u najvećem broju slučajeva zasniva na nazivnoj snazi transformatora, opterećenju trafo-reona i mjerenjima naponskih prilika na mreži. Istovremeno, prema važećem zakonskom i regulatornom okviru [4, 5], ne postoji definisana politika prioriteta priključenja distribuiranih izvora niti kriterijumi za njihovo usklađivanje prema lokalnim tehničkim ograničenjima, dok značajan porast broja zahtjeva za priključenje kupaca-proizvođača dodatno opterećuje operatora distributivnog sistema (ODS) [6]. U takvim uslovima priključenje koje je prihvatljivo sa stanovišta nazivne snage transformatora ne mora biti prihvatljivo i sa stanovišta lokalnih naponskih prilika na konkretnom NN izvodu, pa se stvarna ograničenja često ispolje tek nakon priključenja izvora. Zbog toga razmatranje operativnih i ciljano usmjerenih investicionih mjera ima poseban značaj za povećanje prihvatnog kapaciteta i očuvanje stabilnog i sigurnog rada distributivne mreže.

3. METODOLOŠKI PRISTUP, MODEL MREŽE I ULAZNI PODACI ZA ANALIZU KAPACITETA ZA PRIHVAT

Analiza HC distribuirane proizvodnje sprovedena je na primjeru postojeće distributivne mreže koja pripada 35 kV izvodu „Podgorica 1 – Ubli“ iz trafostanice 220/110/35 kV „Podgorica 1“. Analizom su obuhvaćeni kompletan 35 kV izvod sa pripadajućim trafostanicama 35/10 kV „Ubli“, „Bioče“ i „Ptič“, jedan 10 kV izvod koji se napaja iz TS 35/10 kV „Ubli“, sa 14 pripadajućih trafostanica 10/0,4 kV, i jedan niskonaponski trafo-reon koji se napaja iz TS 10/0,4 kV „Živkovići“. Na slici 1 prikazana je jednopolna šema posmatrane distributivne mreže, sa označenim nazivima trafostanica 35/10 kV i rednim brojevima svih čvorova na naponskim nivoima 10 kV i 0,4 kV.



Slika 1. Jednopolna šema posmatrane distributivne mreže sa prikazom 35 kV, 10 kV i 0,4 kV nivoa

Mreža je radijalnog tipa i sastoji se od nadzemnih vodova na nivou 35 kV, presjeka 50 mm² (Al/Fe), ukupne dužine približno 36,25 km, kojima se napaja ruralno područje. Izvod 10 kV iz trafostanice TS 35/10 kV „Ubli“ karakterišu nadzemni vodovi presjeka 30 mm² i 25 mm², ukupne dužine 18,835 km. Na 10 kV nivou modelom je obuhvaćeno ukupno 14 SN čvorova, koji odgovaraju trafostanicama 10/0,4 kV na posmatranom izvodu i koji su na šemi označeni redom od TS 35/10 kV prema kraju izvoda kao SN 1 – SN 14. Niskonaponski trafo-reon TS 10/0,4 kV „Živkovići“ sastoji se od četiri niskonaponska izvoda, na šemi označena kao I1, I2, I3 i I4, sa vodovima presjeka 35 mm² i 70 mm², koji napajaju krajnje potrošače u razuđenom ruralnom području. Dužina najkraćeg izvoda je 100 m, a najdužeg 1000 m. Trafo-reon napaja ukupno 53 potrošača, pri čemu su NN čvorovi potrošača na šemi i u proračunima označeni kao NN 1 – NN 53. Ukupno minimalno dnevno opterećenje registrovano tokom dnevnih sati tipičnih za maksimalnu proizvodnju solarnih elektrana, na nivou 35 kV izvoda za mjesec maj 2025. godine, iznosilo je 1,46 MW, opterećenje 10 kV izvoda „Ubli“ iznosilo je 178 kW, dok je opterećenje NN trafo-reona, na osnovu dostupnih mjernih podataka za potrošače na mjesečnom nivou i dostupnih 15-minutnih dijagrama opterećenja za SN izvode, aproksimirano i iznosi 21 kW. Na mreži je, u početnom dijelu 35 kV izvoda, na udaljenosti od 5,5 km od TS 220/110/35 kV „Podgorica 1“, priključena solarna elektrana „Ubli 1“ snage 5 MW, dok je u neposrednoj blizini planirano priključenje solarne elektrane „Ubli 2“ snage 4,8 MW. Trafo-reon TS 10/0,4 kV „Živkovići“ izabran je kao reprezentativan za analizu HC, jer je na njemu već priključena solarna elektrana snage 5 kW kod kupca-proizvođača, na kraju izvoda I3 dužine približno 750 m od trafostanice, označena na slici 1 kao NN 31.

HC analiza sprovedena je u softveru PSS® SINCAL. U ovom radu prihvatni kapacitet se određuje lokalno, po čvoru, kao maksimalna snaga PV elektrane koja se može priključiti u posmatranom čvoru, pri nepromijenjenom

stanju ostalih priključenja, bez prekoračenja zadatih tehničkih kriterijuma. Metod analize zasniva se na postepenom povećavanju snage PV elektrane u odabranom NN čvoru, sa korakom od 1 kW, pri čemu se nakon svakog koraka pokreće proračun tokova snaga i provjerava ispunjenost naponskih kriterijuma i termičkih ograničenja vodova, u skladu sa kriterijumima navedenim u Poglavlju 2. Proračun se nastavlja do trenutka dostizanja prvog ograničenja, a najveća snaga prije prekoračenja kriterijuma definiše se kao HC tog čvora.

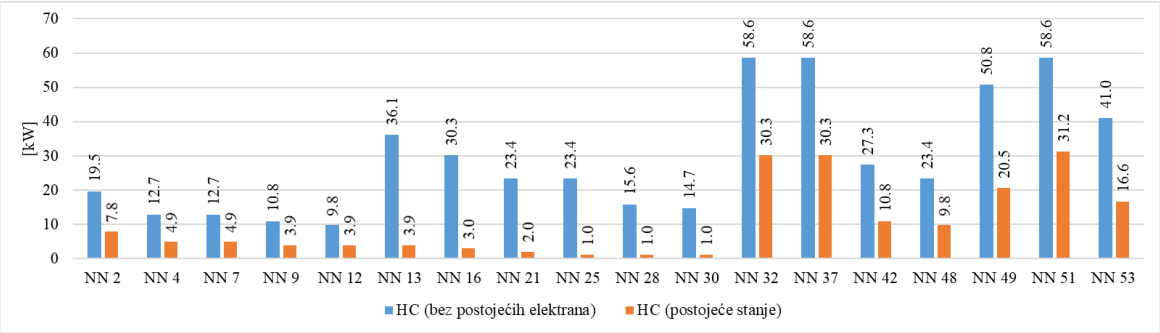
U radu su razmatrane mjere koje odgovaraju različitim nivoima intervencije u mreži i koje se primjenjuju u distributivnim sistemima sa visokim nivoom penetracije PV izvora. Kao operativne mjere analizirani su promjena preklopke na TS 10/0,4 kV i rad PV invertora pri cosφ = 0,95, dok su kao ciljane investicione mjere razmatrane zamjena kritičnih NN dionica i uvođenje transformatora sa regulacijom napona pod opterećenjem (OLTC) na nivoima TS 10/0,4 kV i TS 35/10 kV. U slučaju zamjene kritičnih dionica analizirane su dionice na izvodima I3 i I4, označene na slici 1 crvenom bojom. Na izvodu I3, ukupne dužine približno 750 m, za potrebe analize zamijenjeno je oko 230 m nadzemnog voda presjeka 35 mm² vodom presjeka 70 mm², dok je na izvodu I4 zamijenjen veći dio kritične trase, ukupne dužine približno 800 m.

Za oba razmatrana OLTC scenarija usvojena je regulacija napona sa korakom od 1,25% po stepenu, u opsegu od -5 do +5 regulacionih položaja, uz kontinualno prilagođavanje regulacionog položaja. Kod OLTC regulacije na TS 35/10 kV regulisan je napon na 10 kV sabirnici TS „Ubli“, dok je kod OLTC regulacije na TS 10/0,4 kV regulisan napon na 0,4 kV sabirnici posmatrane TS 10/0,4 kV „Živkovići“. U oba slučaja usvojena je deadband zona u granicama 98–102% nazivnog napona. Režim rada invertora pri cosφ = 0,95 razmatran je kao unaprijed zadat fiksni induktivni režim, odnosno sa preuzimanjem reaktivne snage iz mreže, a ne kao naponski osjetljivo upravljanje reaktivnom snagom. U analizi je usvojeno da se isti režim primjenjuje prvenstveno na postojeće PV elektrane većih snaga, ali i na sve novo priključene PV elektrane, imajući u vidu da je uslovima za priključenje propisana mogućnost rada invertora u opsegu faktora snage do cosφ = 0,95. Izbor ovih mjera zasnovan je na potrebi da se obuhvate i lokalne mjere na nivou kritičnih NN grana i sistemske mjere koje utiču na naponske prilike u široj zoni napajanja, kako bi se sagledalo ne samo povećanje lokalnog prihvatnog kapaciteta, već i očuvanje stabilnog i sigurnog rada distributivne mreže u uslovima daljeg rasta priključenja PV izvora.

4. ANALIZA OPERATIVNIH I INVESTICIONIH MJERA ZA POVEĆANJE LOKALNOG PRIHVATNOG KAPACITETA

4.1. Postojeće stanje

Analizom je najprije upoređen lokalni HC u slučaju bez postojećih elektrana, što predstavlja teorijski maksimalni lokalni kapacitet u posmatranom režimu rada, i u postojećem stanju mreže, kako bi se sagledao uticaj već priključenih PV izvora na raspoloživi kapacitet za nova priključenja. Na slici 2 prikazano je poređenje lokalnog prihvatnog kapaciteta po reprezentativnim čvorovima niskonaponske mreže za dva slučaja: bez postojećih elektrana i u postojećem stanju mreže, sa već priključenim PV izvorima na 35 kV i NN nivou. Radi preglednosti, nijesu prikazani svi NN čvorovi trafo-reona, već reprezentativni čvorovi izabrani sa svih izvoda mreže, tako da obuhvate i čvorove sa najnižim i najvišim vrijednostima HC, kao i čvorove od značaja za kasniju analizu mjera na izvodima I3 i I4.



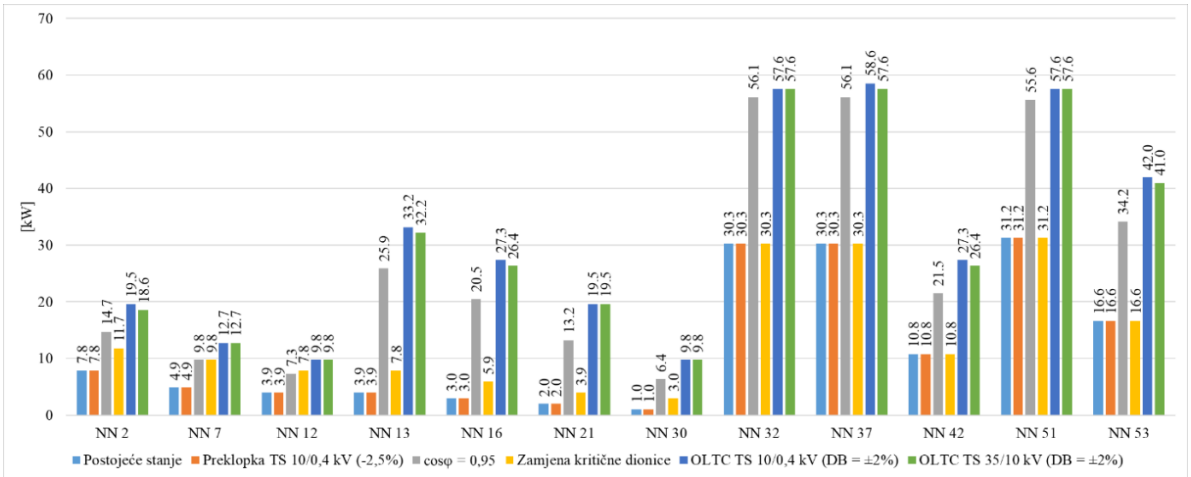
Slika 2. Poređenje lokalnog HC po odabranim NN čvorovima bez postojećih elektrana i u postojećem stanju

U scenariju bez priključenih izvora lokalni HC se kreće od približno 9,8 kW do 58,6 kW, pri čemu su najveće vrijednosti zabilježene u čvorovima NN 32, NN 37 i NN 51, dok je u postojećem stanju mreže HC značajno redukovan i nalazi se u rasponu od približno 1 kW do 31,2 kW. Posebno izraženo smanjenje lokalnog HC uočava se u čvorovima NN 13, NN 16, NN 21, NN 25, NN 28 i NN 30, gdje se raspoloživi kapacitet sa vrijednosti reda 15–36 kW smanjuje na svega 1–4 kW. Ovakav rezultat ukazuje na izraženu naponsku osjetljivost tog dijela mreže. Pri tome je od posebnog značaja činjenica da je u čvoru NN 31, na kraju izvoda I3, već priključen kupac-

proizvođač snage 5 kW, čiji se uticaj lokalno reflektuje na susjedne čvorove tog izvoda i dodatno smanjuje raspoloživi HC u njegovom neposrednom električnom okruženju. Sa druge strane, u čvorovima NN 32, NN 37, NN 49 i NN 51 zadržane su relativno veće vrijednosti HC i u postojećem stanju, u opsegu od približno 20,5 kW do 31,2 kW. To pokazuje da raspoloživi kapacitet nije ravnomjerno raspoređen duž mreže, već da zavisi od lokacije čvora, njegove električne udaljenosti od trafostanice i rasporeda postojećih izvora u mreži. Prikazani rezultati potvrđuju da prisustvo već priključenih PV izvora značajno smanjuje raspoloživu naponsku rezervu u posmatranoj NN mreži, pri čemu se u pojedinim čvorovima dodatni kapacitet svodi na svega nekoliko kW.

4.2. Uporedna analiza efekata razmatranih mjera

Na slici 3 prikazane su vrijednosti lokalnog HC po odabranim reprezentativnim NN čvorovima za postojeće stanje i za razmatrane mjere: promjenu preklopke na TS 10/0,4 kV, rad PV invertora pri cosφ = 0,95, zamjenu kritičnih NN dionica, OLTC regulaciju na TS 10/0,4 kV i OLTC regulaciju na TS 35/10 kV. Prikaz omogućava neposredno poređenje efekata pojedinačnih mjera u čvorovima različite osjetljivosti.



Slika 3. Lokalni prihvatni kapacitet po odabranim NN čvorovima za postojeće stanje i razmatrane mjere

Rezultati prikazani na slici 3 pokazuju da promjena preklopke na TS 10/0,4 kV, u konkretnom slučaju, nema praktično nikakav uticaj na povećanje HC, jer u svim posmatranim čvorovima HC ostaje nepromijenjen u odnosu na postojeće stanje. Takav rezultat pokazuje da u analiziranom primjeru samo snižavanje stacionarnog nivoa napona nije dovoljno da poveća lokalni HC.
Mjera rada invertora pri cosφ = 0,95, u ovom radu razmatrana kroz unaprijed zadat lokalni režim rada invertora, dovodi do značajnog povećanja HC u svim posmatranim čvorovima. Efekat je naročito izražen u čvorovima sa najmanjim HC u postojećem stanju, posebno na izvodima I3 i I4. Tako u čvoru NN 13 HC raste sa 3,9 kW na 25,9 kW, u čvoru NN 16 sa 3,0 kW na 20,5 kW, u čvoru NN 21 sa 2,0 kW na 13,2 kW, a u čvoru NN 30 sa 1,0 kW na 6,4 kW. U čvorovima sa većim HC u postojećem stanju, kao što su NN 32, NN 37 i NN 51, vrijednosti rastu sa 30,3 kW, 30,3 kW i 31,2 kW na 56,1 kW, 56,1 kW i 55,6 kW.

Zamjena kritičnih NN dionica daje manji, ali jasno lokalizovan efekat. Povećanje HC ostvareno je prvenstveno u čvorovima vezanim za rekonstruisane grane na izvodima I3 i I4, što potvrđuje lokalni karakter ove mjere. Tako se u čvoru NN 13 HC povećava sa 3,9 kW na 7,8 kW, u čvoru NN 16 sa 3,0 kW na 5,9 kW, u čvoru NN 21 sa 2,0 kW na 3,9 kW, a u čvoru NN 30 sa 1,0 kW na 3,0 kW. U čvorovima izvan tih dionica, kao što su NN 32, NN 37, NN 42, NN 51 i NN 53, praktično nema promjene u odnosu na postojeće stanje. To pokazuje da zamjena provodnika ublažava lokalnu naponsku osjetljivost na kritičnim granama, ali da je njen efekat prostorno ograničen.

Najveći doprinos povećanju HC ostvaruje OLTC regulacija na TS 10/0,4 kV. U čvorovima sa najnižim HC u postojećem stanju, posebno na izvodima I3 i I4, ostvareni su najizraženiji relativni porasti: u čvoru NN 13 HC raste sa 3,9 kW na 33,2 kW, u čvoru NN 16 sa 3,0 kW na 27,3 kW, u čvoru NN 21 sa 2,0 kW na 19,5 kW, a u čvoru NN 30 sa 1,0 kW na 9,8 kW. U čvorovima NN 32, NN 37 i NN 51 dostižu se vrijednosti od 57,6 kW, 58,6 kW i 57,6 kW, odnosno nivoi bliski teorijskom maksimumu sa slike 2. Značajan porast uočava se i u čvorovima NN 42 i NN 53, gdje HC raste sa 10,8 kW i 16,6 kW na 27,3 kW i 42,0 kW.

OLTC regulacija na TS 35/10 kV takođe daje značajan porast HC u svim posmatranim čvorovima, ali je njen lokalni efekat u većini čvorova nešto manji od efekta OLTC regulacije na TS 10/0,4 kV. Tako, na primjer, u čvoru NN 13 HC iznosi 32,2 kW, u čvoru NN 16 26,4 kW, u čvoru NN 42 26,4 kW, a u čvoru NN 53 41,0 kW, što je

neznatno niže od vrijednosti dobijenih pri OLTC regulaciji na nivou 10/0,4 kV. Ovakav rezultat pokazuje da regulacija na višem naponskom nivou ima izražen sistemski efekat, ali ne može u potpunosti kompenzovati lokalne naponske prilike duž pojedinačnih NN izvoda, posebno u krajnjim i naponski osjetljivim dijelovima trafo-reona. Pri tumačenju ovih rezultata treba imati u vidu da su efekti obje OLTC mjere u posmatranom trafo-reonu vrlo slični, ali da im prostorni obuhvat nije isti: OLTC regulacija na TS 35/10 kV utiče na širu 10 kV zonu napajanja, dok OLTC regulacija na TS 10/0,4 kV djeluje lokalno, u okviru konkretnog trafo-reona.

Na slici 4 prikazano je povećanje lokalnog HC u odnosu na postojeće stanje za sve razmatrane mjere, čime je omogućeno neposredno poređenje njihovog doprinosa po pojedinim čvorovima. Tabela 1 daje uvid u maksimalni napon Umaks, promjenu napona Δu i maksimalno strujno opterećenje Imaks, odnosno omogućava identifikaciju kriterijuma koji u svakom scenariju ograničava dalji porast priključive snage. U tabeli je podvučena granična vrijednost parametra koji predstavlja aktivno ograničenje pri određivanju lokalnog HC u posmatranom čvoru.

Za potrebe uporednog prikaza efekata razmatranih mjera, povećanje lokalnog prihvatnog kapaciteta definisano je kao (1):

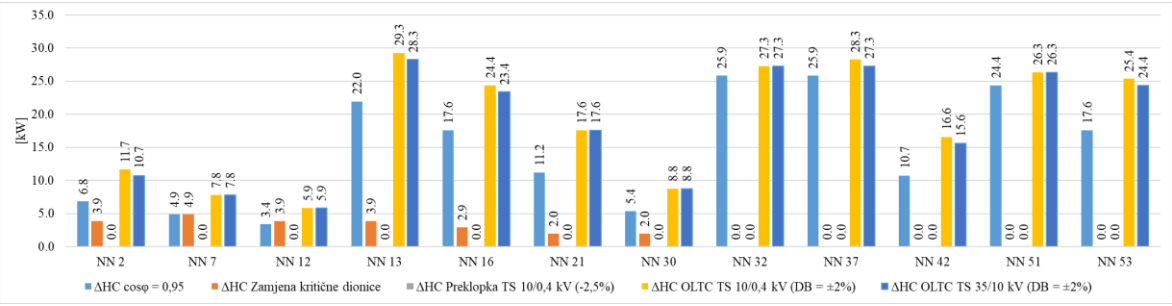
$$\Delta HC = HC_{mjera} - HC_{postojeće} \quad (1)$$

gdje je ΔHC povećanje lokalnog prihvatnog kapaciteta u odnosu na postojeće stanje, HC_{mjera} prihvatni kapacitet ostvaren primjenom razmatrane mjere, a $HC_{postojeće}$ prihvatni kapacitet u postojećem stanju mreže.

Tabela 1. Ograničavajući kriterijumi za lokalni HC u odabranim reprezentativnim NN čvorovima

Mjera	Postojeće stanje			Preklopka TS 10/0,4 kV (-2,5%)			cosφ = 0,95			Zamjena kritične dionice			OLTC TS 10/0,4 kV (DB = ±2%)			OLTC TS 35/10 kV (DB = ±2%)		
Ograničenje	Umaks [%Un]	Δu [%]	Imaks [%In]	Umaks [%Un]	Δu [%]	Imaks [%In]	Umaks [%Un]	Δu [%]	Imaks [%In]	Umaks [%Un]	Δu [%]	Imaks [%In]	Umaks [%Un]	Δu [%]	Imaks [%In]	Umaks [%Un]	Δu [%]	Imaks [%In]
NN 2	107.62	4.93	64.33	106.45	4.90	64.33	107.63	4.95	71.03	107.78	4.89	64.36	106.52	4.96	64.41	105.90	4.79	64.40
NN 7	107.20	4.78	64.30	106.45	4.74	64.30	107.41	4.99	70.99	107.63	4.87	64.34	106.46	4.76	64.36	105.67	4.81	64.36
NN 12	107.20	4.84	64.30	106.45	4.81	64.30	107.29	4.92	70.97	107.63	4.90	64.33	106.46	4.74	64.34	105.66	4.79	64.34
NN 13	106.61	4.96	64.30	106.45	4.93	64.30	107.46	4.98	71.11	106.90	4.98	64.33	106.47	4.94	64.51	105.80	4.89	64.50
NN 16	106.61	4.96	64.29	106.45	4.93	64.29	107.27	5.00	71.07	106.76	4.97	64.31	106.47	5.00	64.47	105.67	4.92	64.46
NN 21	106.61	4.96	64.28	106.45	4.93	64.28	106.65	5.00	71.02	106.75	4.97	64.30	106.46	4.83	64.41	105.67	4.90	64.41
NN 30	106.57	4.92	64.28	106.45	4.89	64.28	106.57	4.87	70.96	106.77	4.99	64.29	106.46	4.70	64.34	105.66	4.75	64.34
NN 32	108.01	4.97	64.49	106.47	4.94	64.49	107.41	4.36	99.83	108.01	4.97	64.49	106.48	3.81	98.75	105.69	3.93	99.06
NN 37	107.82	4.99	64.49	106.47	4.96	64.49	107.14	4.31	99.42	107.82	4.99	64.49	106.48	3.91	99.80	105.69	3.96	98.48
NN 42	107.45	4.91	64.35	106.46	4.88	64.35	107.51	4.98	71.08	107.45	4.91	64.35	106.46	4.98	64.47	105.84	4.88	64.46
NN 51	107.90	4.99	64.50	106.47	4.96	64.50	107.12	4.21	99.23	107.90	4.99	64.50	106.48	3.73	98.96	105.69	3.84	99.27
NN 53	107.75	4.92	64.39	106.46	4.89	64.39	107.82	4.98	71.18	107.75	4.92	64.39	106.66	4.96	69.78	106.20	4.94	68.40

Na slici 4 dat je grafički prikaz povećanja lokalnog HC u odnosu na postojeće stanje za sve razmatrane mjere, sa ciljem da se uporede efekti pojedinačnih mjera po posmatranim čvorovima. Najveće povećanje ostvaruje OLTC regulacija na TS 10/0,4 kV, pri čemu ΔHC u čvoru NN 13 iznosi 29,3 kW, u NN 16 24,3 kW, u NN 32 27,3 kW, u NN 37 28,3 kW, u NN 51 26,4 kW, a u NN 53 25,4 kW. Vrlo sličan, ali nešto niži efekat daje OLTC regulacija na TS 35/10 kV, sa porastom od 28,3 kW u čvoru NN 13, 23,4 kW u NN 16, 27,3 kW u NN 32, 27,3 kW u NN 37, 26,4 kW u NN 51 i 24,4 kW u NN 53. Mjera rada invertora pri cosφ = 0,95 takođe daje značajan doprinos, ali manji od OLTC regulacije; na primjer, ΔHC iznosi 22,0 kW u čvoru NN 13, 17,6 kW u NN 16, 11,2 kW u NN 21, 5,4 kW u NN 30, 25,8 kW u NN 32 i NN 37, te 24,4 kW u NN 51. Zamjena kritičnih dionica ostvaruje manji, lokalno ograničen efekat, dok promjena preklopke, u konkretnom slučaju, ne daje mjerljiv doprinos.



Slika 4. Uporedno povećanje lokalnog prihvatnog kapaciteta po odabranim NN čvorovima za razmatrane mjere

U postojećem stanju, za sve prikazane čvorove aktivno ograničenje određeno je kriterijumom maksimalno dozvoljene promjene napona. Vrijednosti Δu kreću se od 4,78% do 4,99%, dok su strujna opterećenja vodova na nivou približno 64% In, što potvrđuje da mreža u postojećem stanju nije termički ograničena. To važi i za čvorove sa najmanjim HC, kao što su NN 13, NN 16, NN 21 i NN 30, ali i za čvorove sa većim HC, kao što su NN 32, NN 37 i NN 51.

U scenariju sa spuštenom preklopkom na TS 10/0,4 kV maksimalni naponi se smanjuju samo marginalno, dok se Δu u odnosu na postojeće stanje smanjuje za svega nekoliko stotih dijelova procentnog poena. Na primjer, u čvorovima NN 13, NN 16 i NN 30 vrijednosti Δu iznose 4,93%, 4,93% i 4,89%, dok su strujna opterećenja praktično nepromijenjena. Zbog toga ova mjera ne dovodi do povećanja HC ni u jednom od posmatranih čvorova i potvrđuje da u analiziranom slučaju dominantno ograničenje nije visina stacionarnog napona, već promjena napona pri priključenju novog izvora.

Rad invertora pri cosφ = 0,95 dovodi do značajnog povećanja HC u svim izdvojenim čvorovima, ali Tabela 1 pokazuje da u većini njih ograničenje i dalje ostaje naponske prirode. Tako, na primjer, u čvorovima NN 13, NN 16 i NN 21, uz povećanje HC na 25,9 kW, 20,5 kW i 13,2 kW, vrijednosti Δu iznose 4,98%, 5,00% i 5,00%, pa upravo taj kriterijum i dalje određuje granicu prihvatnog kapaciteta. Međutim, u čvorovima NN 32, NN 37 i NN 51 situacija je drugačija: nakon povećanja HC na 56,1 kW, 56,1 kW i 55,6 kW, vrijednosti Δu se smanjuju na 4,36%, 4,31% i 4,21%, dok strujno opterećenje raste na 99,83% In, 99,42% In i 99,23% In. To pokazuje da u tim čvorovima ograničenje prelazi sa naponskog na strujno, odnosno da dalji porast HC više ne dozvoljava vod.

Zamjena kritičnih NN dionica daje lokalno poboljšanje, ali bez promjene tipa ograničenja. U čvorovima vezanim za rekonstruisane grane, kao što su NN 13, NN 16, NN 21 i NN 30, HC raste na 7,8 kW, 5,9 kW, 3,9 kW i 3,0 kW, ali vrijednosti Δu i dalje ostaju vrlo blizu granice od 5%, dok se strujna opterećenja kreću oko 64% In. To potvrđuje da ova mjera ublažava lokalnu naponsku osjetljivost, ali ne dovoljno da bi se ograničenje promijenilo na nivou posmatranog trafo-reona.

Najizraženiji efekat u Tabeli 1 vidi se pri OLTC regulaciji na TS 10/0,4 kV. U čvorovima NN 13, NN 16 i NN 21 HC raste na 33,2 kW, 27,3 kW i 19,5 kW, pri čemu Δu iznosi 4,94%, 5,00% i 4,83%, pa je u tim čvorovima i dalje aktivno naponsko ograničenje. Sa druge strane, u čvorovima NN 32, NN 37 i NN 51, uz HC od 57,6 kW, 58,6 kW i 57,6 kW, Δu pada na 3,81%, 3,91% i 3,73%, dok Imaks raste na 98,75% In, 99,80% In i 98,96% In. To jasno pokazuje da je u tim čvorovima naponska rezerva praktično oslobođena, a da dalji porast HC više ograničavaju vodovi.

Sličan obrazac uočava se i pri OLTC regulaciji na TS 35/10 kV, ali sa nešto manjim lokalnim efektom. U čvorovima NN 13, NN 16 i NN 21 HC iznosi 32,2 kW, 26,4 kW i 19,5 kW, uz Δu od 4,89%, 4,92% i 4,90%, što znači da je ograničenje i dalje naponsko. Istovremeno, u čvorovima NN 32, NN 37 i NN 51 HC dostiže 57,6 kW, 57,6 kW i 57,6 kW, dok strujna opterećenja rastu na 99,06% In, 98,48% In i 99,27% In, uz Δu od 3,93%, 3,96% i 3,84%. Time se potvrđuje da i ova mjera u dijelu čvorova dovodi do prelaska ograničenja sa naponskog na strujno, ali da je njen lokalni efekat uglavnom nešto manji od OLTC regulacije na nivou TS 10/0,4 kV.

Na osnovu prikazanih rezultata uočava se da je u posmatranoj mreži u postojećem stanju aktivno ograničenje u svim analiziranim čvorovima određeno kriterijumom dozvoljene promjene napona. U tom smislu, najveći efekti ostvareni su kod mjera koje direktno utiču na naponske prilike u mreži, prije svega OLTC regulacije i rada invertora pri cosφ = 0,95. Pri tome OLTC regulacija na nivou TS 10/0,4 kV daje izraženiji lokalni efekat u posmatranom trafo-reonu, dok OLTC regulacija na nivou TS 35/10 kV ostvaruje širi uticaj na naponske prilike u mreži. Zamjena kritičnih dionica pokazuje lokalno ograničen, ali jasan efekat na izvodima I3 i I4, dok promjena preklopke u analiziranom slučaju ne dovodi do povećanja HC. Rezultati takođe pokazuju da se nakon ublažavanja naponskog ograničenja u pojedinim čvorovima aktivira strujni kriterijum, što ukazuje da se efekti pojedinih mjera moraju sagledavati u odnosu na dominantno ograničenje u konkretnom dijelu mreže.

Kao dopunski uvid u razliku između lokalnog i sistemskog efekta OLTC regulacije, u Tabeli 2 prikazano je povećanje HC po trafostanici u odnosu na postojeće stanje za slučaj istovremenog priključenja jednake snage na NN sabirnicama 14 trafostanica 10/0,4 kV duž posmatranog 10 kV izvoda. Rezultati pokazuju da OLTC regulacija na nivou TS 10/0,4 kV daje samo ograničeno povećanje HC, uz zadržavanje gotovo granične vrijednosti naponskog kriterijuma, dok OLTC regulacija na nivou TS 35/10 kV ostvaruje znatno veći porast HC, pri čemu se ograničenje pomjera ka strujnom kriterijumu.

Tabela 2. Povećanje HC pri OLTC regulaciji na nivoima TS 10/0,4 kV i TS 35/10 kV

Scenarij	ΔHC po trafostanici [kW]	Ukupno ΔHC za 14 TS [kW]	Umaks [%Un]	Δu [%]	Imaks [%In]
OLTC regulacija na TS 10/0,4 kV	0.9	12.6	107.86	5.00	67.11
OLTC regulacija na TS 35/10 kV	30.2	423.4	106.09	3.94	98.45

5. IMPLEMENTACIJA MJERA I VREMENSKA DIMENZIJA RAZVOJA

5.1. Preduslovi za odabir i sprovođenje mjera

Primjena tehničkih mjera za povećanje HC u zasićenim zonama distributivne mreže uslovljena je ispunjenošću više međusobno povezanih preduslova. Dostupnost kvalitetnih podataka o topologiji mreže, opterećenjima i proizvodnji, kao i mogućnost praćenja u realnom vremenu, predstavljaju osnov za pouzdanu analizu, preciznu identifikaciju zasićenih zona i donošenje odluka uz primjenu naprednih softverskih alata [7]. Primjenu mjera, pored tehničkih preduslova, može ograničiti i regulatorni okvir, naročito u pogledu upravljanja proizvodnjom, procedura za pribavljanje dozvola i izvođenje radova. Dodatno, u uslovima kada vremenska dimenzija planiranja i realizacije operativnih i investicionih mjera ima ključnu ulogu, neophodni su i adekvatni ljudski i organizacioni resursi, kako za analizu i projektovanje, tako i za izvođenje i upravljanje projektima.

Promjena preklopke na TS 10/0,4 kV, iako jednostavna operativna radnja, bez efekta je na povećanje HC u analiziranom slučaju. Za primjenu mjere rada PV invertora pri cosφ = 0,95, oni moraju imati mogućnost regulacije reaktivne snage prema zadatom režimu, što savremeni invertori koji se danas ugrađuju pretežno podržavaju. Međutim, iako invertori tehnički mogu učestvovati u regulaciji, za dinamičko upravljanje u realnom vremenu potreban je centralni sistem nadzora i upravljanja, uz pouzdan komunikacioni kanal između ODS i proizvođača, pa je njihova primjena moguća samo kroz unaprijed zadate režime rada [8].

Zamjena kritičnih dionica NN vodova ima lokalni efekat i predstavlja efikasnu investicionu mjeru u slučaju kada je problem jasno lokalizovan na konkretan dio mreže.

Ugradnja transformatora sa OLTC, prema rezultatima analize, predstavlja tehnički najefikasniju mjeru, ali sa aspekta primjene, može biti najzahtjevnija. U postojećim trafostanicama moraju biti zadovoljeni prostorni i konstruktivni uslovi za ugradnju OLTC opreme, a neophodna je koordinacija sa postojećim uređajima za regulaciju napona u mreži i integracija u sistem daljinskog upravljanja [9]. Planiranje primjene ove mjere, uzimajući u obzir finansijski aspekt, zahtijeva prethodnu tehno-ekonomsku analizu kojom se procjenjuje odnos između ulaganja i očekivanih tehničkih efekata (povećanje HC, smanjenje gubitaka, unapređenje naponskih prilika), kako bi se izvori finansiranja obezbijedili kroz regulatorno odobrene prihode ODS [10].

5.2. Ekonomska analiza investicionih mjera – pokazatelj troška po jedinici prihvatnog kapaciteta

Za potrebe ekonomskog poređenja razmatranih mjera, uvodi se pokazatelj investicionog troška po jedinici prihvatnog kapaciteta c_{HC}, koji se definiše kao:

$$c_{HC} = \frac{c_{inv}}{\Delta HC} \quad [EUR/kW] \tag{2}$$

gdje je c_{inv} ukupni investicioni trošak primjene mjere (EUR), a ΔHC povećanje prihvatnog kapaciteta u zoni dejstva mjere. Za mjere analizirane na nivou pojedinačnog trafo-reona korišćeno je maksimalno ostvareno povećanje lokalnog HC u reprezentativnom čvoru, dok je za OLTC regulaciju na TS 35/10 kV korišćeno ukupno povećanje HC za svih 14 trafostanica 10/0,4 kV, dobijeno na osnovu rezultata iz Tabele 2. Procijenjeni investicioni troškovi zasnovani su na orijentacionim tržišnim cijenama. Za mjeru rada invertora pri cosφ = 0,95 nije pridružen poseban investicioni trošak, jer se zasniva na korišćenju već ugrađenih invertora u unaprijed zadatom lokalnom režimu rada, bez razmatranja centralizovanog upravljanja i dodatnih ulaganja u nadzorno-upravljačku infrastrukturu.

Tabela 3. Procijenjeni investicioni troškovi i pokazatelj c_{HC}

Mjera	Zona dejstva	c_{inv} $[EUR]$	ΔHC $[kW]$	c_{HC} $[EUR/kW]$
Rad invertora pri cosφ = 0,95	Čvor NN 32	investicioni trošak zanemarljiv	~ 25.9	~ 0
Zamjena NN dionica (I4 ~ 800m)	Izvod I4 – čvor NN 7	~ 15,000 - 25,000	~ 4.9	~ 3,000 - 5,000
OLTC regulacija na TS 10/0,4 kV	NN trafo-reon – čvor NN 13	~ 30,000 - 50,000	~ 29.3	~ 1,000 - 1,700
OLTC regulacija na TS 35/10 kV	14 TS na 10 kV izvodu	~ 120,000 - 200,000	~ 423	~ 285 - 475

Prikazani rezultati pokazuju da mjera rada invertora pri cosφ = 0,95, kada se razmatra kao unaprijed zadat lokalni režim rada postojećih i novih invertora, ne zahtijeva posebno investiciono ulaganje ODS-a, pa sa tehničkog aspekta predstavlja najpovoljniju kratkoročnu mjeru za povećanje HC. Takva ocjena ne odnosi se na scenarije centralizovanog upravljanja u realnom vremenu, koji bi zahtijevali dodatna ulaganja u komunikacionu i nadzorno-upravljačku infrastrukturu i nijesu bili predmet ovog rada. Zamjena kritičnih NN dionica ostvaruje visok c_{HC} zbog lokalno ograničenog efekta na povećanje HC. Ovaj pokazatelj, međutim, ne uključuje dopunske efekte

rekonstrukcije vodova, kao što su smanjenje gubitaka, povećanje pouzdanosti napajanja i stvaranje dugoročnih tehničkih preduslova za priključenje dodatnih PV izvora u drugim tačkama posmatranog dijela mreže, što može značajno doprinijeti ukupnoj ekonomskoj opravdanosti mjere u okviru programa revitalizacije mreže. Zamjena kritičnih NN dionica i OLTC regulacija na nivou pojedinačne TS 10/0,4 kV ostvaruju veći trošak po jedinici povećanja HC, ali mogu biti opravdane kada je potrebno lokalno otkloniti ograničenja. Viši ukupni investicioni troškovi OLTC regulacije na TS 35/10 kV prate znatno širu zonu dejstva, a investicija se raspoređuje na znatno veći broj potencijalnih PV priključenja, o čemu detaljnije govori analiza u Poglavlju 4 (Tabela 2).

5.3. Vremenska dimenzija razvoja i smjernice za planiranje

Na osnovu analiziranih mjera i raspoloživih resursa, optimalan pristup koji omogućava balans između tehničke efikasnosti, regulatornih i ekonomskih ograničenja i obezbjeđuje održiv razvoj distributivne mreže u uslovima visoke penetracije PV izvora podrazumijeva faznu primjenu mjera i može se posmatrati kroz tri vremenska horizonta: kratkoročni period od 1 do 3 godine, srednjoročni period od 3 do 7 godina i dugoročni period preko 7 godina [11].

U prvoj fazi fokus treba da bude na primjeni operativnih mjera - reprogramiranju rada postojećih PV invertora na $\cos\varphi = 0{,}95$ i, ukoliko doprinosi, promjeni preklopke na TS 10/0,4 kV. Cilj je brzo povećanje HC, uz minimalne troškove, posebno u čvorovima sa izraženim naponskim ograničenjem. Drugi korak, koji se uz pretpostavku blagovremenog planiranja i analize, može svrstati u kratkoročni period primjene, jeste zamjena identifikovanih kritičnih NN dionica. Ova mjera, koja se može sprovoditi planski kroz investicione programe revitalizacije NN mreže, usmjerena je na otklanjanje lokalnih uskih grla i povećanje lokalnog prihvatnog kapaciteta.

U slučajevima kada je potrebno poboljšati naponske prilike i povećati HC u većem broju čvorova ili na nivou šire zone napajanja, prema rezultatima analize, pokazuje se da je potrebna primjena sistemske mjere kakva je ugradnja OLTC transformatora. Primjena ove mjere, iako podrazumijeva značajnija ulaganja, omogućava višestruko povećanje HC i stvaranje preduslova za dalju integraciju distribuiranih izvora, a potrebno je da realizacija prati scenarije rasta instalisanih distribuiranih izvora, kako na NN, tako i na višim distributivnim naponskim nivoima. Bitno je napomenuti da ugradnja OLTC regulacije u TS 35/10 kV obuhvata veći dio korisnika i zahtijeva sinhronizaciju sa drugim planovima razvoja mreže. U aktuelnoj situaciji, kada u elektrodistributivnom sistemu crnogorskog ODS-a još uvijek nema ugrađenih transformatora 35/10 kV i 10/0,4 kV sa OLTC regulacijom, realizacija ove mjere realno se smješta u srednjeročni period realizacije.

Dalji, dugoročni razvoj usmjeren je ka konceptu aktivnih distributivnih sistema, odnosno implementaciji sistemskih mjera za aktivno upravljanje mrežom, koje se oslanjaju na digitalne platforme za nadzor, optimizaciju naponskih režima i integraciju fleksibilnih potrošača i proizvođača, što uključuje značajna investiciona ulaganja u softverske alate i informaciono-komunikacione resurse.

6. ZAKLJUČAK

U radu su analizirane mogućnosti povećanja lokalnog prihvatnog kapaciteta u zasićenoj zoni distributivne mreže, na primjeru realne SN/NN mreže sa već priključenim PV izvorima na 35 kV i NN nivou. Dobijeni rezultati pokazuju da je u posmatranom slučaju dominantno ograničenje u postojećem stanju određeno kriterijumom dozvoljene promjene napona, dok se nakon primjene mjera kojima se oslobađa naponska rezerva u pojedinim čvorovima kao novo ograničenje javlja strujni kriterijum.

Sprovedena analiza pokazala je da najveći doprinos povećanju lokalnog HC ostvaruju mjere koje direktno utiču na naponske prilike u mreži. Pri tome OLTC regulacija na nivou TS 10/0,4 kV ostvaruje najveći lokalni efekat u posmatranom trafo-reonu, dok OLTC regulacija na nivou TS 35/10 kV daje širi sistemski doprinos. Rad invertora pri $\cos\varphi = 0{,}95$ pokazuje značajan efekat bez intervencija na mreži, dok zamjena kritičnih dionica ima lokalno ograničen, ali tehnički jasno uočljiv efekat u dijelovima mreže u kojima je problem prostorno koncentrisan.

Dobijeni rezultati nemaju opšti karakter i moraju se tumačiti u kontekstu konkretnih karakteristika posmatrane mreže, jer prihvatni kapacitet i efekti razmatranih mjera zavise od topologije, parametara mreže, rasporeda opterećenja i proizvodnje, kao i od postojećih naponskih prilika. Ipak, prikazani primjer jasno potvrđuje da operativne mjere i ciljano usmjerene investicije mogu značajno doprinijeti povećanju prihvatnog kapaciteta i očuvanju stabilnog i sigurnog rada mreže. Dodatni doprinos rada ogleda se u tome što su, pored tehničkih efekata razmatranih mjera, sagledani i osnovni uslovi njihove praktične primjene, kao i okvirni odnos tehničkog efekta i investicionog ulaganja, što može biti od značaja pri planiranju primjene mjera u zasićenim zonama SN/NN mreže u uslovima rasta priključenja PV izvora.

LITERATURA

[1] Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije. „Službeni list Crne Gore", br. 072/22, 11.07.2022.

[2] VDE FNN. *Power Generating Plants in the Low Voltage Network (VDE-AR-N 4105).* Dostupno na: https://www.vde.com/en/fnn/topics/technical-connection-rules/power-generating-plants

[3] SA Power Networks. *What is Flexible Exports.* Dostupno na: https://www.sapowernetworks.com.au/your-power/smarter-energy/flexible-exports/

[4] Zakon o korišćenju energije iz obnovljivih izvora. „Službeni list Crne Gore", br. 82/2024, 23.08.2024.

[5] Zakon o energetici. „Službeni list Crne Gore", br. 28/2025, 19.03.2025.

[6] Gajović J, Čanović A. Analiza kapaciteta distributivne mreže za prihvat distribuiranih izvora (hosting capacity) uz razmatranje međusobnog uticaja elektrana priključenih na srednjenaponsku i niskonaponsku mrežu. U: *Zbornik radova – CIGRE Crna Gora*; 2025.

[7] Mulenga E, Bollen MHJ, Etherden N. A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids. *Int J Electr Power Energy Syst.* 2020;115:105445.

[8] Cortés C, Haghi HV, Li C, Kleissl J. Dynamic Weight-Based Collaborative Optimization for Power Grid Voltage Regulation. *arXiv.* 2020. doi:10.48550/arXiv.2007.01960.

[9] Li C, Disfani VR, Valizadeh Haghi H, Kleissl J. Coordination of OLTC and smart inverters for optimal voltage regulation of unbalanced distribution networks. *Electr Power Syst Res.* 2020;187:106498.

[10] Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti (REGAGEN). *Pravila za operatora distributivnog sistema*. Podgorica: REGAGEN; 2025. Dostupno na: https://regagen.co.me/wp-content/uploads/2025/04/20250407_Pravila-za-operatora-distributivnog-sistema.pdf

[11] Karmaker AK, Du Y, Yang J, Jacob M. Challenges and applications of hosting capacity analysis in DER rich power systems. *Appl Energy.* 2026;407:127323.

Broj rada: R4-05

TEHNO-EKONOMSKA PROCENA KO-LOCIRANOG PV–VETAR–BESS SISTEMA U USLOVIMA VELEPRODAJNIH TRŽIŠNIH CENA UZ OPTIMIZACIJU EMS-A ZASNOVANU NA LINEARNOM PROGRAMIRANJU

TECHNO-ECONOMIC ASSESSMENT OF A CO-LOCATED PV–WIND–BESS SYSTEM UNDER WHOLESALE MARKET PRICES WITH LINEAR PROGRAMMING-BASED EMS OPTIMIZATION

Dragan MINOVSKI, Faculty of Electrical Engineering, Goce Delcev University Stip, Severna Makedonija*
Sara ANEVA, Faculty of Electrical Engineering and Information Technologies, University Ss. Cyril and Methodius in Skopje, Severna Makedonija
Vasilija SARAC, Faculty of Electrical Engineering, Goce Delcev University in Stip, Severna Makedonija

KRATAK SADRŽAJ

Ovaj rad analizira tehno-ekonomske performanse kolocirane fotonaponske elektrane i vetroelektrane, pri čemu svaka elektrana ima instalisanu snagu od 36.8 MW, u uslovima veleprodajnog tržišta električne energije u Severnoj Makedoniji. Razmatrana su tri scenarija rada: referentni slučaj bez baterijskog skladištenja energije, slučaj sa baterijskim sistemom i upravljanjem zasnovanim na pravilima implementiranim u Excel-u, i slučaj sa baterijskim sistemom i optimizovanim sistemom upravljanja energijom razvijenim u MATLAB-u. U skladišnim konfiguracijama, svaka elektrana je povezana sa zasebnim baterijskim sistemom dimenzionisanim na 20% instalisane snage, sa trajanjem pražnjenja od dva sata. Analiza je sprovedena u dve faze. Najpre je izvršena operativna i prihodovna analiza za baznu 2025. godinu, na časovnom nivou, korišćenjem časovnih cena električne energije sa makedonskog tržišta električne energije (MEMO). Časovna proizvodnja fotonaponske elektrane dobijena je projektovanjem i simulacijom u softveru PV*SOL premium, dok je časovna proizvodnja vetroelektrane zasnovana na merenim podacima proizvodnje vetroparka Bogdanci. Zatim je sprovedena finansijska analiza za period od 25 godina, koja obuhvata godišnje prihode, operativne troškove, otplatu kredita, amortizaciju, neto novčani tok i neto sadašnju vrednost (NPV). Rezultati pokazuju da integracija baterijskog sistema povećava tržišne prihode u odnosu na slučaj bez skladištenja, dok optimizovani EMS dodatno poboljšava ekonomske performanse u poređenju sa upravljanjem zasnovanim na pravilima. Od tri osnovna scenarija, slučaj sa optimizovanim EMS-om ostvaruje najveći godišnji prihod, najveću neto sadašnju vrednost i najkraći period povrata investicije. Dodatno je sprovedena analiza osetljivosti za optimizovani EMS scenario promenom snage i energetskog kapaciteta baterijskog sistema. Rezultati ukazuju da se profitabilnost projekta može dodatno unaprediti odgovarajućim dimenzionisanjem BESS-a, pri čemu je najveća NPV ostvarena za ukupnu projektnu konfiguraciju od 29.44 MW / 88.32 MWh. Rad potvrđuje da ekonomska vrednost baterijskog skladištenja u kolociranim PV-vetar sistemima u velikoj meri zavisi i od strategije upravljanja i od izabrane veličine baterijskog sistema.

Ključne reči: Fotonaponska elektrana, Vetroelektrana, Baterijski sistem za skladištenje energije, strategijaupravljanja isporukom, dimenzionisanje baterijskog sistema

ABSTRACT

This paper evaluates the techno-economic performance of a co-located photovoltaic power plant and wind power plant, each with an installed capacity of 36.8 MW, under wholesale market conditions in North Macedonia. Three operating scenarios are considered: a reference case without battery energy storage, a storage case with rule-based dispatch implemented in Excel, and a storage case with an optimized energy management system developed in MATLAB. In the storage configurations, each plant is coupled with a dedicated battery energy storage system sized at 20% of the installed power, with a discharge duration of two hours. The analysis is conducted in two stages. First, an hourly operational and revenue assessment is performed for the base year 2025 using hourly electricity prices from the Macedonian Electricity Market Operator (MEMO). Hourly photovoltaic

* Dragan Minovski dragan.minovski@ugd.edu.mk; Sara Aneva anevasara@yahoo.com; Vasilija Sarac vasilija.sarac@ugd.edu.mk

generation is obtained through plant design and simulation in PV*SOL premium, while hourly wind generation is based on measured production data from the Bogdanci wind farm. Second, a 25-year financial assessment is carried out, including annual revenues, operating costs, loan servicing, depreciation, and net cash flow, net present value (NPV). The results show that battery integration increases market revenues relative to the case without storage, while the optimized EMS provides further improvement compared with the rule-based dispatch strategy. Among the three main scenarios, the optimized EMS case achieves the highest annual revenue, the highest NPV, and the shortest payback period. In addition, a sensitivity analysis is performed for the optimized EMS case by varying battery power and energy capacity. The results indicate that project profitability can be further improved through appropriate BESS sizing, with the highest NPV obtained for a total project BESS configuration of 29.44 MW / 88.32 MWh. The study confirms that the economic value of battery storage in co-located PV-wind systems depends strongly on both the dispatch strategy and the selected battery size.

Keywords: PV power plant, Wind power plant, Battery Energy Storage System, dispatch strategy, storage sizing

1 INTRODUCTION

The rapid integration of variable renewable energy sources increases the need for flexible management of electricity production and delivery. In such conditions, battery energy storage systems can increase the market value of renewable generation by shifting energy from lower-price hours to higher-price hours. However, the economic effect of BESS depends not only on the presence of storage, but also on the applied dispatch strategy and the selected storage size [1], [2], [8], [11], [12]. This paper examines the techno-economic performance of a co-located system composed of a photovoltaic power plant and a wind power plant, each rated at 36.8 MW, with electricity sold on the wholesale market in North Macedonia. The analysis is based on hourly generation profiles and hourly market prices for 2025, and compares operation without storage, with BESS and heuristic EMS dispatch implemented in Excel, and with BESS and an optimized EMS developed in MATLAB. In the regional context, recent studies have addressed municipal renewable energy management, techno-economic PV deployment in North Macedonia, and surplus-management strategies that compare storage-based and alternative flexibility concepts [5]-[7]. The objective is to quantify the effect of BESS integration and dispatch strategy on market revenues, and net present value, and to show through a sensitivity analysis how battery power and energy capacity influence the whole project economic value and profitability.

2 METHODOLOGY

Hourly photovoltaic generation was obtained through PV power plant design and simulation in PV*SOL premium [3], while hourly wind generation was based on measured production data from the Bogdanci wind farm. Market valuation of the generated electricity was performed using hourly prices from the Macedonian Electricity Market Operator (MEMO) for the base year 2025 [4]. In the reference BESS configuration, each plant is coupled with a dedicated battery system rated at 7.36 MW, corresponding to 20% of the plant capacity, with a discharge duration of two hours and an energy capacity of 14.72 MWh per battery. Technical battery constraints include charging and discharging power limits, state-of-charge limits, and charging and discharging efficiencies. The financial model is based on a 25-year project horizon, with a 2% annual decline in market prices, PV generation degradation of 0.4% per year, and wind generation degradation of 0.17% per year [13]. The assumed 2% annual decline in market prices was derived from the authors' analysis of historical HUPX day-ahead market prices, where an average decreasing trend of approximately 2% per year was observed over the analyzed historical period. Therefore, this price trend was used as a long-term projection assumption for the financial model. The wind generation degradation rate of 0.17% per year was adopted as a conservative assumption, representing a possible worst-case performance decline based on the findings reported by Hamilton et al. [13]. Project financing is represented by 30% equity and 70% debt, with a 3% interest rate and a 10-year repayment period. Three scenarios are evaluated. Scenario A is the reference case without battery storage, in which all generated electricity is injected into the grid at the time of production. Scenario B represents the same BESS configuration operated with a rule-based EMS implemented in Excel. In this case, the battery is charged during the eight lowest-price hours of each day, subject to available generation, and discharged during the two highest-price hours. Scenario C uses the same BESS configuration but replaces the rule-based dispatch with an optimized EMS developed in MATLAB. Annual revenues are projected from the achieved or optimized 2025 revenues using the assumed market price trend and generation degradation factors. For BESS, fixed annual O&M costs are assumed at 2.5% of CAPEX, consistent with NREL cost assumptions for utility-scale battery systems, where fixed O&M includes augmentation-related expenses [1], [2]. The financial model includes O&M, loan servicing, depreciation, tax, and net cash flow, while project performance is evaluated through NPV and payback period. The NPV calculation was performed using a discount rate of 4%. The 4% discount rate was used as an adopted financial modelling assumption for discounting annual net cash flows; a project-specific

WACC and cost of equity were not separately estimated in this study. IRR was not included as a separate indicator, since the financial assessment was focused on NPV and payback period within the available scope of the paper. The optimized EMS is formulated as a linear programming problem over the full-year horizon. For each battery, the hourly charging power, discharging power, and state-of-charge are determined so as to maximize electricity market revenues, while respecting battery power limits, energy capacity limits, charging and discharging efficiencies, and state-of-charge constraints. In each hour *t*, the energy delivered to the grid is expressed as:

$$E_{grid,t} = E_{gen,t} - E_{ch,t} + E_{dis,t}$$

where $E_{gen,t}$ is the generated electricity, $E_{ch,t}$ is the energy charged into the battery, and $E_{dis,t}$ is the energy discharged from the battery to the grid. The objective is to maximize the total annual market revenue:

$$max \sum_{t=1}^{8760} \lambda_t \left(E_{gen,t} - E_{ch,t} + E_{dis,t}\right)$$

where λ_t denotes the hourly market price. The battery state-of-charge is updated according to:

$$SOC_t = SOC_{t-1} + \eta_{ch} E_{ch,t} - \frac{E_{dis,t}}{\eta_{dis}}$$

subject to:

$$0 \leq E_{ch,t} \leq \min\left(E_{gen,t}, P_{BESS}\right)$$

$$0 \leq E_{dis,t} \leq P_{BESS}$$

$$SOC_{min} \leq SOC_t \leq SOC_{max}$$

The battery energy storage system is allowed to charge only from the co-located renewable generation unit, i.e. from the PV power plant or the wind power plant, and not from the electricity grid. Therefore, the analyzed BESS operation represents renewable energy shifting rather than independent grid arbitrage. This assumption was adopted in order to evaluate the added value of storage when directly coupled with the renewable generation assets and under the considered grid-connection and market participation framework. It should not be interpreted as a general regulatory limitation, but as a modelling assumption applied in this paper. Thus, the optimized EMS allocates part of the generated electricity to direct grid injection and part to storage, while determining the economically most favorable charging and discharging schedule over the analyzed year. Similar optimization-based scheduling approaches are widely used in recent BESS literature [9], [12].

3 BESS SIZING AND CONSTRAINTS

The battery energy storage systems (BESS) considered in this study are sized as 20% of the installed capacity of each generation unit. Since both the photovoltaic power plant and the wind power plant have an installed capacity of 36.8 MW, a dedicated battery system is assigned to each plant with a rated power of:

$$P_{BESS} = 0.2 \cdot P_{plant} = 0.2 \cdot 36.8 = 7.36MW$$

A discharge duration of 2 hours is assumed, resulting in a nominal energy capacity of:

$$E_{nom} = P_{BESS} \cdot t = 7.36 \cdot 2 = 14.72MWh$$

Thus, each generation unit is coupled with a 7.36 MW / 14.72 MWh battery system, while the total project configuration corresponds to two identical battery systems. The battery operation is subject to state-of-charge (SOC) constraints in order to ensure technically feasible charging and discharging. In the analysis, the minimum and maximum SOC limits are set to $SOC_{min} = 0.1$, $SOC_{max} = 0.9$, while the initial state-of-charge is assumed as $SOC_0 = 0.5$. Accordingly, the usable battery energy capacity is determined as:

$$E_{usable} = E_{nom} \cdot (SOC_{max} - SOC_{min})$$

This means that the technically usable storage range of each battery is 11.776 MWh. The charging and discharging efficiencies are both assumed to be 0.96, and the battery charging and discharging power are limited by the rated battery power.

4 TECHNICAL PERFORMANCE

The technical performance analysis was carried out for the three considered scenarios in order to assess how the integration of battery storage and the applied dispatch strategy affect the energy flows of the co-located PV and wind system. For the reference scenario, the monthly and annual electricity production of the photovoltaic power plant and the wind power plant are presented. For the storage-based scenarios, the analysis is extended to include the energy directly delivered to the grid, the energy stored in the battery system, the energy delivered from the battery to the grid, and the total energy injected into the grid. In this way, the operational effect of BESS integration and EMS strategy can be evaluated before the corresponding revenue and economic indicators are discussed.

4.1 Scenario A – PV + Wind

Table 1 presents the monthly and annual electricity production of the wind power plant and the photovoltaic power plant for the reference case without battery storage. The results show that the wind power plant provides the dominant share of annual energy production, with a total of 107,577.60 MWh, while the photovoltaic power plant contributes 52,782.72 MWh. The monthly profiles confirm the expected seasonal behavior of the two technologies. The photovoltaic generation reaches its highest values during the late spring and summer months, with the maximum monthly production recorded in June and July, while the lowest production occurs during the winter period. In contrast, the wind power plant exhibits a more distributed annual profile, with relatively high generation during winter and early spring months. This complementarity between PV and wind production is beneficial for the overall hybrid system, as it reduces seasonal variability and provides a broader generation profile over the year.

Table 1 – Electricity production from the power plants

Month	WPP Production (MWh)	PVPP Production (MWh)
January	16,459.34	1,981.96
February	9,828.74	2,549.02
March	9,844.48	4,123.62
April	7,712.78	5,379.63
May	5,364.26	6,733.00
June	7,943.40	7,188.29
July	10,488.69	7,103.92
August	9,476.52	6,263.33
September	7,793.02	4,671.57
October	8,597.39	3,240.28
November	7,723.71	1,925.11
December	6,345.27	1,622.99
Total (MWh)	107,577.60	52,782.72

4.2 Scenario B – PV+Wind+BESS

Table 2 presents the total monthly technical results for the storage-based scenario with the rule-based EMS implemented in Excel for the PV power pland and the wind power plant together. For the photovoltaic plant, part of the generated energy is delivered directly to the grid, while another part is stored in the battery and later discharged to the grid during higher-price periods. On an annual level, 48,719.34 MWh of PV energy is delivered directly to the grid, 4,063.37 MWh is charged into the battery, and 3,750.46 MWh is later discharged from the battery to the grid. As expected, the discharged energy is lower than the charged energy due to battery efficiency losses. The total PV energy delivered to the grid in this scenario amounts to 52,469.80 MWh. A similar pattern is observed for the wind power plant. Out of the total annual wind production, 103,743.87 MWh is delivered directly to the grid, 3,833.73 MWh is charged into the battery, and 3,538.82 MWh is returned from the battery to the grid. The total annual wind energy delivered to the grid is 107,282.68 MWh. These results indicate that the battery system allows part of the generated energy to be shifted in time, but under the applied heuristic EMS the battery operation remains constrained by the predefined charging and discharging logic.

Table 2 – Energy balance of Scenario B

Month	PV+Wind energy directly in grid	PV+Wind Energy in BESS	PV+Wind Energy in the grid from BESS	Total Energy in the grid
January	17,838.74	602.56	566.63	18,405.37
February	11,744.40	633.36	583.70	12,328.10
March	13,298.33	669.77	617.26	13,915.59
April	12,402.69	689.72	635.65	13,038.34
May	11,389.81	707.46	651.99	12,041.80
June	14,450.78	680.91	627.53	15,078.30
July	16,898.88	693.73	639.34	17,538.22
August	15,012.29	727.56	670.52	15,682.81
September	11,803.57	661.02	609.19	12,412.77
October	11,141.76	695.91	641.35	11,783.11
November	9,105.50	543.32	500.72	9,606.22
December	7,376.47	591.78	545.39	7,921.86
Total (MWh)	152,463.21	7,897.10	7,289.27	159,752.48

4.3 Scenario C – PV+Wind+Optimized BESS

Table 3 presents the monthly technical results for the optimized EMS scenario for the both power plants together. In comparison with the heuristic Excel-based strategy, the optimized EMS results in a larger amount of energy being charged into the battery and subsequently discharged to the grid for both generating units. For the photovoltaic plant, the annual direct delivery to the grid decreases to 46,749.09 MWh, while the annual charged energy increases to 6,033.62 MWh and the discharged energy to 5,566.24 MWh. Consequently, the total PV energy delivered to the grid reaches 52,315.33 MWh. For the wind power plant, the same trend is observed. The annual direct wind energy delivered to the grid is 100,381.94 MWh, while 7,195.66 MWh is charged into the battery and 6,637.17 MWh is discharged from the battery to the grid. The total annual wind energy delivered to the grid amounts to 107,019.11 MWh. These results show that the optimized EMS makes more intensive use of the battery systems and allocates a larger share of the generated energy to storage in order to exploit price differences more effectively. Therefore, although the direct grid injection from the generating units is reduced, the battery-supported energy delivery increases, which provides the technical basis for the higher revenues and improved economic performance obtained in the optimized scenario.

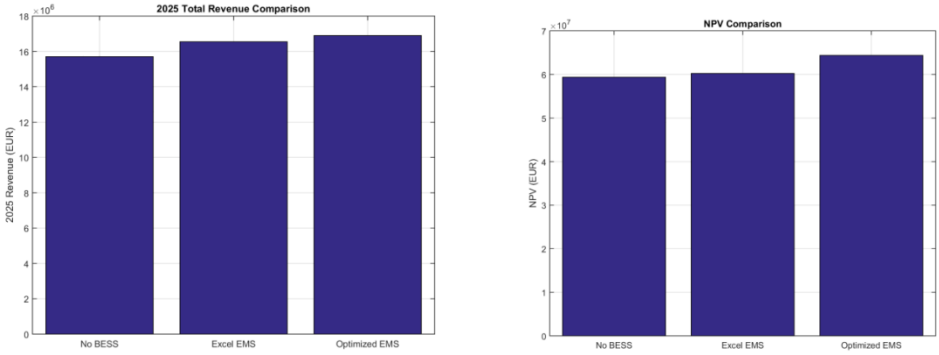
Table 3 - Energy balance of Scenario C

Month	PV+Wind energy directly in grid	PV+Wind Energy in BESS	PV+Wind Energy in the grid from BESS	Total Energy in the grid
January	17,359.96	1,081.34	1,007.87	18,367.83
February	11,375.03	1,002.73	924.11	12,299.14
March	12,884.04	1,084.06	995.12	13,879.16
April	11,931.31	1,161.10	1,074.01	13,005.33
May	10,941.36	1,155.91	1,065.28	12,006.64
June	14,073.82	1,057.86	974.93	15,048.75
July	16,431.62	1,161.00	1,069.97	17,501.59
August	14,539.06	1,200.78	1,106.64	15,645.71
September	11,295.28	1,169.31	1,077.63	12,372.92
October	10,640.78	1,196.89	1,103.05	11,743.83
November	8,656.49	992.33	903.22	9,559.71
December	7,002.28	965.98	901.55	7,903.83
Total (MWh)	147,131.03	13,229.28	12,203.41	159,334.44

5 RESULTS AND DISCUSSION

5.1 Comparison of the main scenarios

The comparison of the three main scenarios confirms that the integration of battery storage increases the market value of generation, while the optimized EMS provides the best overall performance. Scenario A, representing the reference case without storage, achieves a 2025 revenue of EUR 15.70 million and an NPV of EUR 59.36 million. When battery storage is introduced and operated according to the rule-based Excel dispatch strategy (Scenario B), the 2025 revenue increases to EUR 16.55 million and the NPV rises to EUR 60.21 million. The optimized MATLAB-based EMS (Scenario C) further improves the technical and economic performance, yielding the highest 2025 revenue of EUR 16.90 million and the highest NPV of EUR 64.37 million.



(a) (b)

Figure 1 - Comparison of total revenues in 2025 (a), and comparison of NPV for the three main scenarios.

These results show that the positive effect of BESS does not depend only on the presence of storage, but also on the applied dispatch strategy. Under the same battery configuration, the optimized EMS creates higher value than the heuristic EMS because it allocates charging and discharging more effectively over the annual horizon. Since Scenarios A and B were validated to reproduce the Excel results exactly, the comparison with Scenario C is methodologically consistent. Figure 1 illustrates the increase in annual market revenue and NPV across the three scenarios. The revenue comparison confirms that both storage-based scenarios outperform the reference case, while the NPV comparison shows that the optimized EMS provides the largest long-term economic benefit. Figure 2 shows the annual net cash flow profiles for the analyzed period. All scenarios exhibit a declining trend in the first ten years due to declining market prices, generation degradation and credit annuity, while the increase after 2034 corresponds to the end of loan repayment. Throughout the analyzed period, Scenario C retains the most favorable net cash flow profile, which explains its higher NPV. In addition to NPV, the payback period was also used as an investment-recovery indicator. The reference case without BESS has a payback period of 11.954 years, while the rule-based Excel EMS case has a longer payback period of 12.496 years. This shows that, although BESS integration increases annual revenues and NPV, the additional investment cost can extend the recovery period if the storage system is operated according to a simple rule-based strategy. The optimized EMS scenario achieves the shortest payback period of 11.905 years, together with the highest 2025 revenue and the highest NPV. Therefore, the results confirm that the economic benefit of BESS depends not only on the installed storage capacity, but also on the applied dispatch strategy.

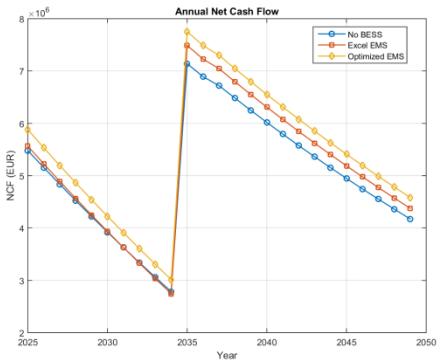
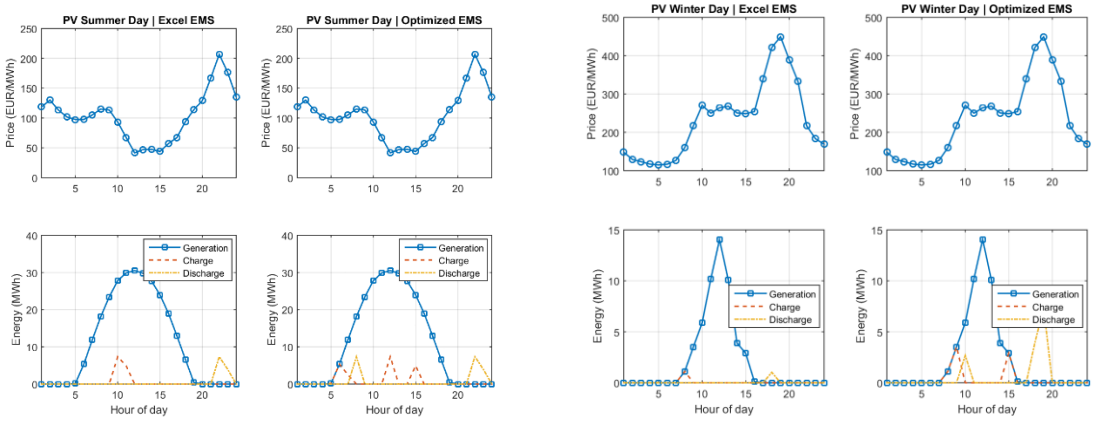


Figure 2 - Annual net cash flow for all three scenarios in the period 2025-2049

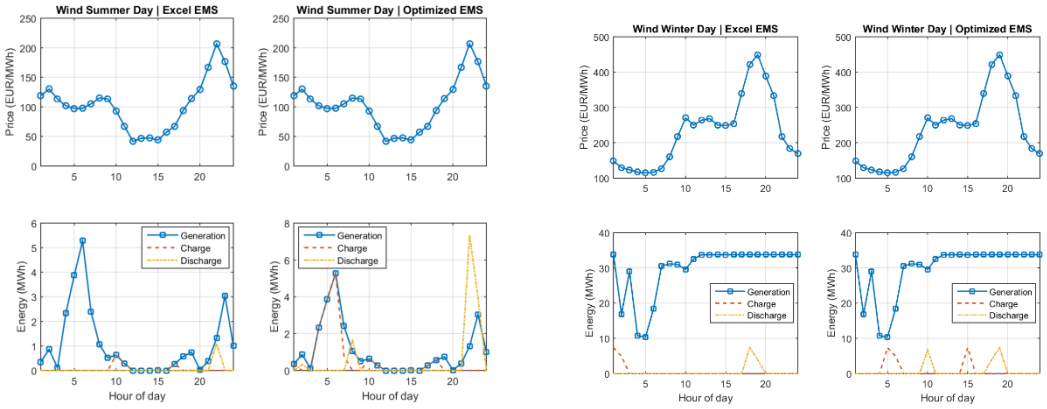
5.2 Representative daily BESS operating profiles

The representative daily operating profiles provide a clearer insight into the difference between the rule-based and optimized EMS strategies. In the PV case, the summer profile is characterized by pronounced midday generation, which allows substantial battery charging during hours of high solar output. Under the optimized EMS, charging and discharging are distributed more flexibly than in the Excel-based heuristic strategy, which enables more effective shifting of energy toward higher-price periods. In the winter PV profile, when available generation is lower and concentrated in fewer hours, the optimized EMS uses the available storage capacity more selectively, which is particularly important under limited PV production. For the wind power plant, the daily profiles are more dispersed, since wind generation is not concentrated around midday. This makes the role of optimization even more important. In both the summer and winter wind profiles, the optimized EMS responds more flexibly to hourly price signals and available generation, resulting in a different distribution of charging and discharging events compared with the rule-based dispatch. Overall, the daily profiles confirm that the optimized EMS uses the battery systems more actively and more adaptively than the heuristic strategy, which provides the operational basis for the higher revenues and NPV obtained in Scenario C.



(a) (b)

Figure 3 - Comparative BESS operation for the PV power plant during a representative summer day (a), and representative winter day (b)



(a) (b)

Figure 4 - Comparative BESS operation for the wind power plant during a representative summer day (a), and representative winter day (b)

6 SENSITIVITY ANALYSIS

The sensitivity analysis was performed for the optimized EMS case by varying the power and energy capacity of both battery systems. Four battery power levels per unit were considered, namely 3.68 MW, 7.36 MW, 11.04 MW, and 14.72 MW, together with four discharge durations of 1 h, 2 h, 3 h, and 4 h. The results show that increasing BESS size generally leads to higher 2025 revenues and higher NPV, but the relationship is not linear. After a certain point, additional energy capacity does not provide proportional economic benefit, indicating the existence of an optimal sizing range rather than a simple "larger is always better" trend. The highest NPV is obtained for the total project BESS configuration of 29.44 MW / 88.32 MWh, with a 2025 revenue of EUR 18.77 million and an NPV of EUR 68.31 million. A very similar result is achieved for the configuration 29.44 MW / 58.88 MWh, which reaches an NPV of EUR 68.01 million with a lower total energy capacity. This indicates that the latter configuration may be considered a rational compromise between investment size and achieved economic value. By contrast, the largest investigated energy capacity, 29.44 MW / 117.76 MWh, does not yield the highest NPV, confirming that oversizing the battery can reduce the economic efficiency of the project. Overall, the sensitivity analysis confirms that proper battery sizing is a key factor for profitability improvement. The optimized EMS already improves the performance of the base BESS case, while additional gains can be achieved if the battery power and energy capacity are selected within the most favorable sizing range. The payback period results from the sensitivity analysis further support this conclusion. Although larger BESS configurations generally increase annual revenues, they do not always shorten the investment recovery period. The shortest payback period among the analyzed sensitivity cases is obtained for the 29.44 MW / 29.44 MWh total project BESS configuration, with a payback period of 11.777 years, while the largest investigated configuration of 29.44 MW / 117.76 MWh results in a longer payback period of 13.365 years. This confirms that BESS oversizing may increase revenues but can reduce the overall investment recovery efficiency due to higher investment and operating costs.

Table 4 - BESS configurations from the sensitivity analysis for the optimized EMS

Total project BESS (MW / MWh)	Revenue 2025 (EUR)	NPV (EUR)	Payback (years)
7.36 / 7.36	16,043,085.06	61,105,525.40	11.87
7.36 / 14.72	16,319,512.24	62,103,739.83	11.89
7.36 / 22.08	16,546,255.60	62,513,394.70	12.00
7.36 / 29.44	16,730,719.53	62,428,035.17	12.17
14.72 / 14.72	16,364,536.93	62,636,468.62	11.82
14.72 / 29.44	16,895,340.95	64,368,570.95	11.90
14.72 / 44.16	17,326,913.11	64,926,350.76	12.14
14.72 / 58.88	17,674,226.66	64,499,424.37	12.51
22.08 / 22.08	16,674,336.74	64,027,964.65	11.79
22.08 / 44.16	17,444,926.25	66,316,409.61	11.96
22.08 / 66.24	18,065,383.01	66,834,891.81	12.34
22.08 / 88.32	18,559,458.56	65,876,811.85	12.91
29.44 / 29.44	16,976,005.34	65,320,660.29	11.78
29.44 / 58.88	17,973,360.93	68,008,861.25	12.04
29.44 / 88.32	18,767,215.56	68,305,466.73	12.58
29.44 / 117.76	19,392,755.28	66,625,290.74	13.36

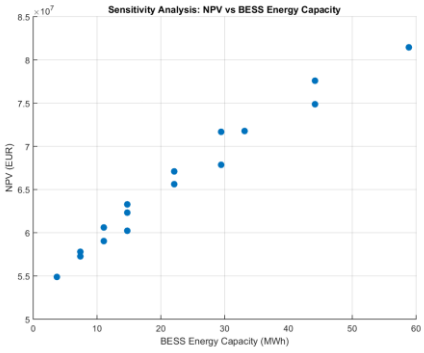


Figure 5 - Sensitivity analysis results for the optimized EMS as a function of total project BESS energy capacity: NPV

7 CONCLUSION

This study evaluated the techno-economic performance of a co-located 36.8 MW photovoltaic power plant and a 36.8 MW wind power plant under three operating scenarios: without battery storage, with rule-based battery dispatch, and with optimized EMS-based battery dispatch. The results show that the integration of BESS increases market revenues relative to the no-storage case, while the optimized EMS provides the best overall performance among the three main scenarios. In particular, the optimized EMS achieves the highest revenue in 2025 and the highest NPV, confirming that the economic value of storage depends not only on the installation of the battery system, but also on the dispatch strategy used to operate it. The optimized EMS also provides the shortest payback period among the three main scenarios, further confirming the importance of the applied dispatch strategy for investment recovery. The sensitivity analysis further shows that the profitability of the project can be improved through appropriate BESS sizing. From the NPV perspective, the best result is obtained for a total project BESS configuration of 29.44 MW / 88.32 MWh, while the 29.44 MW / 58.88 MWh configuration provides a very similar NPV with a lower energy capacity and may therefore be considered a balanced alternative. However, the payback results show that larger BESS configurations do not necessarily lead to faster investment recovery. The shortest payback period among the analyzed sensitivity cases is obtained for the 29.44 MW / 29.44 MWh configuration. Therefore, the final selection of BESS size should consider both long-term value creation, expressed through NPV, and investment recovery time, expressed through payback period. These findings indicate that both EMS quality and battery sizing are decisive factors for maximizing the economic value and improving the investment recovery profile of co-located PV-wind systems under market-based operation.

REFERENCES

[1] Cole W and Karmakar A, 2023, "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update", National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-6A40-85332.

[2] National Renewable Energy Laboratory, 2024, "Utility-Scale Battery Storage", Annual Technology Baseline (ATB).

[3] Valentin Software GmbH, 2025, "PV*SOL premium - Design software for photovoltaic systems".

[4] MEMO DOOEL Skopje, 2025, "Macedonian Electricity Market Operator - hourly market data and electricity market information".

[5] Aneva S, Minovski D and Sarac V, 2025, "Energy Transition in Municipalities - A Model for Sustainable Renewable Energy Management", Journal of Energy Technology, 18(1), 5-21, doi:10.18690/jet.18.1.5-21.2025.

[6] Aneva S, Minovski D, Sarac V and Citkuseva Dimitrovska B, 2025, "Techno-Economic Analysis and Cost-Effectiveness of Photovoltaic Systems for Restaurants in Macedonia", Natural Resources and Technology, 19(1), 17-28, doi:10.46763/NRT2519117a.

[7] Aneva S, Minovski D, Sarac V, Bogatinov D and Kostevska S, 2025, "Optimization of Surplus Electricity Management from Municipal Photovoltaic Systems: Virtual Storage vs Battery Systems", ETIMA, 3(1), 43-52, doi:10.46763/ETIMA253143a.

[8] Mercier T, Olivier M and De Jaeger E, 2023, "The value of electricity storage arbitrage on day-ahead markets across Europe", Energy Economics, 123, 106721, doi:10.1016/j.eneco.2023.106721.

[9] Mumtahina U, Alahakoon S and Wolfs P, 2025, "A Day-Ahead Optimal Battery Scheduling Considering the Grid Stability of Distribution Feeders", Energies, 18(5), 1067, doi:10.3390/en18051067.

[10] Nirbheram JS, Mahesh A and Bhimaraju A, 2024, "Techno-economic optimization of standalone photovoltaic-wind turbine-battery energy storage system hybrid energy system considering the degradation of the components", Renewable Energy, 222, 119918, doi:10.1016/j.renene.2023.119918.

[11] Emrani A and Berrada A, 2024, "A comprehensive review on techno-economic assessment of hybrid energy storage systems integrated with renewable energy", Journal of Energy Storage, 84, 111010, doi:10.1016/j.est.2024.111010.

[12] Grimaldi A, Minuto FD, Perol A, Casagrande S and Lanzini A, 2025, "Techno-economic optimization of utility-scale battery storage integration with a wind farm for wholesale energy arbitrage considering wind curtailment and battery degradation", Journal of Energy Storage, 112, 115500, doi:10.1016/j.est.2025.115500.

[13] Hamilton S D, Millstein D, Bolinger M, Wiser R and Jeong S, 2020, “How Does Wind Project Performance Change with Age in the United States?”, “Joule”, 4(5), 1004–1020

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R4-06

IMPLEMENTACIJA SISTEMA ZA SKLADIŠTENJE ELEKTRIČNE ENERGIJE U DEO DISTRIBUTIVNE MREŽE SA VELIKIM INSTALISANIM KAPACITETOM ELEKTRANA KOJE KORISTE OIE

IMPLEMENTATION OF THE ELECTRICAL ENERGY STORAGE SYSTEM IN THE PART OF THE DISTRIBUTION NETWORK WITH A LARGE INSTALLED CAPACITY OF RES POWER PLANTS

Sonja SIMOVIĆ, AD Elektromreža Srbije, Srbija*
Andrija PAVIĆEVIĆ, AD Elektromreža Srbije, Srbija
Nebojša VUČINIĆ, AD Elektromreža Srbije, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Pojedini delovi distributivne mreže su zbog povoljnih klimatskih prilika pogodni za instalaciju elektrana koje koriste varijabilne obnovljive izvore energije. U tom slučaju javljaju se različite pojave koje nisu bile prisutne u konvencijalnoj distributivnoj mreži pre nekoliko decenija. U radu su nabrojane, opisane i analizirane ove pojave. Posmatrani deo mreže je takav da su na njega, u različitim slučajevima, priključene solarne, vetroelektrane, odnosno oba tipa objekata. Pojedine negativne pojave izazvane integracijom nabrojanih elektrana u sistem mogu se ublažiti ili otkloniti implementacijom sistema za skladištenje električne energije. Njihov uticaj na sistem je prikazan sa i bez aktivnog sistema za skladištenje. Takođe, nepohodno je uraditi optimizaciju sistema za skladištenje i pronaći način za njegovu integraciju u sistem tako da efekat na umanjenje, odnosno otklanjanje negativnih pojava bude maksimalan. Svaki definisani slučaj baziran je na različitom proizvodnom miksu, pa je samim tim modelovanje i optimizacija sistema za skladištenje električne energije izvršena nezavisno. Za potrebe ovog rada biće kreiran reprezentativan simulacioni model u kome će se vršiti sve relevantne analize i proračuni.

Ključne reči: integracija OIE, baterije, sistemi za skladištenje električne energije, optimizacija

ABSTRACT

Certain parts of the distribution network are suitable for the installation of power plants that use variable renewable energy sources due to favorable climatic conditions. In that case, various phenomena occur that were not present in the conventional distribution network a few decades ago. These phenomena are listed, described and analyzed in the paper. The observed part of the network is such that, in various cases, solar and wind power plants, or both types of facilities, are connected to it. Certain negative phenomena caused by the integration of the listed power plants into the system can be mitigated or eliminated by implementing a system for storing electricity. Their impact on the system is shown with and without an active storage system. Also, it is necessary to optimize the storage system and find a way to integrate it into the system so that the effect on reducing or eliminating negative phenomena is maximal. Each defined case is based on a different production mix, so the modeling and optimization of the electricity storage system was performed independently. For the purposes of this work, a representative simulation model will be created in which all relevant analyzes and calculations will be performed.

Keywords: battery storage, storage systems, optimisation, RES integration

1 UVOD

Integracija elektrana koje koriste varijabilne obnovljive izvore energije (OIE) poput solarnih i vetroelektrana, u poslednjoj deceniji intenzivno raste u većini evropskih distributivnih sistema. Međutim, postojećom mrežnom infrastrukturom distributivnih sistema, koja je građena kao radijalna, za jednosmeran tok energije i isključivo za potrebe napajanja potrošnje, uglavnom nisu bile predviđene značajne količine distribuirane proizvodnje. Ovo

* Sonja Simović sonja.simovic@ems.rs; Andrija Pavićević andrija.pavicevic@ems.rs; Nebojša Vučinić nebojsa.vucinic@ems.rs

dovodi do niza tehničkih izazova koji utiču na pouzdanost, stabilnost i kvalitet isporučene električne energije, ali i do odstupanja u odnosu na već dobro poznato stanje distributivnih mreža.

Uobičajene posledice povećane integracije OIE na distributivnom nivou uključuju promene profila napona, poput lokalnih porasta napona usled prekomerne proizvodnje elektrana, povratni tok snaga ka višim naponskim nivoima, povećanu fluktuaciju snage, ugrožavanje ograničenja u prenosnim kapacitetima vodova i transformatora, snižavanja faktora snage, kao i povećane vremenske varijabilnosti zbog stohastičke prirode vetra i sunčevog zračenja. Intenzitet ovih pojava zavisi od tipa OIE, njihovog odnosa u proizvodnom portfelju, veličine priključenih elektrana, topologije i karakteristika mreže, kao i od samih potrošača.

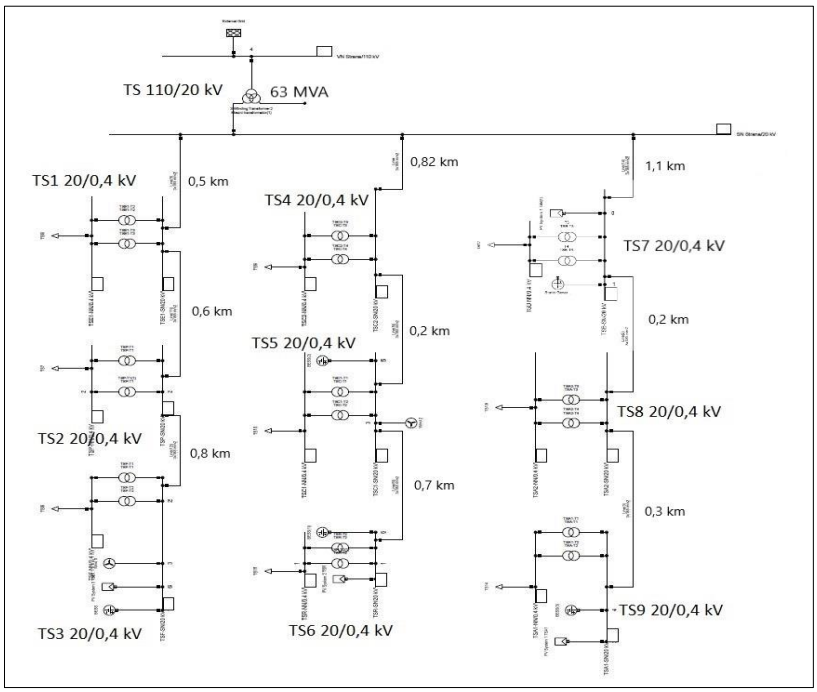
Jedan od načina da se ublaže ili barem u većoj meri eliminišu negativne posledice povećanog udela OIE jeste primena sistema za skladištenje električne energije (eng. Battery Energy Storage Systems – BESS). Značajne mogućnosti BESS-a uključuju vremensko premeštanje proizvedene energije (energy shifting), kontrolu i stabilizaciju napona (ukoliko priključene eletrane nemaju tu mogućnost), smanjenje vršnih opterećenja (peak shaving), poboljšanje faktora snage, povećanje lokalne potrošnje u uslovima velike proizvedene energije, kao i generalnom unapređenju efikasnosti mreže. S obzirom na to da različiti proizvodni miksevi uzrokuju različite dominantne negativne efekte, potrebno je optimizovati veličinu, lokaciju i algoritam upravljanja skladištem za svaki posmatrani slučaj.

U ovom radu biće definisani reprezentativni scenariji sa različitim kombinacijama solarnih i vetroelektrana priključenih na deo distributivne mreže. Za svaki scenario analiziraće se tehnički problemi izazvani integracijom OIE, kao i uticaja implementacije baterijskog skladišta na rad mreže. Poseban akcenat biće dat optimizaciji BESS-a sa ciljem maksimalnog smanjenja identifikovanih negativnih pojava.

2 OPIS POSMATRANE MREŽE I DEFINISANIH SCENARIJA

Za potrebe analize uticaja integracije obnovljivih izvora energije i primene sistema za skladištenje električne energije, formiran je reprezentativni model distributivne mreže u softverskom paketu DIgSILENT PowerFactory. Posmatrana mreža obuhvata srednjenaponski sistem na 20 kV naponskom nivou, uključujući i transformatore 20/0,4 kV, napajane iz prenosne mreže preko transformatorske stanice 110/20 kV, koja sadrži jedan transformator instalisane snage 63 MVA. Kako bi se jasnije sagledao uticaj baterijskih skladišta na naponske prilike transformator je modelovan sa konstantnim prenosim odnosom bez mogućnosti regulacije pod opterećenjem. Napon na 110 kV sabirnicama je konstantan i iznosi 1,03 r.j.

Topologija mreže je radijalnog tipa, što je karakteristično za većinu distributivnih sistema, pri čemu su opterećenja raspoređena duž napojnih 20 kV vodova. Model obuhvata odgovarajuće parametre vodova, transformatora i maksimalnih dozvoljenih opterećenja elemenata, kao i vremenski promenljive profile potrošnje i proizvodnje. Posebna pažnja posvećena je pravilnom modelovanju profila lokalne potrošnje i distribuirane proizvodnje, kako bi se što vernije predstavili uslovi u realnim mrežama sa visokim udelom OIE. Prikaz modelovane mreže i njene topologije nalazi se na Slici 1.



Slika 1 – Topologija posmatrane distributivne mreže modelovane u softverskom paketu PowerFactory

Posmatrana mreža sastoji se od 9 transformatorskih stanica 20/0,4 kV, sa potrošnjom modelovanom na 0,4 kV naponskom nivou. Ove trafostanice se napajaju iz 20 kV kablovskih izvoda, tako da se po 3 trafostanice nalaze na svakom izvodu. Potrošnja je modelovana korišćenjem vremenskih profila sa rezolucijom od 5 minuta, za interval od 24 sata, čime je obuhvaćen tipičan dnevni profil potrošnje i promena snage potrošnje sa izraženim maksimumom u večernjim satima. Prosečni faktor snage potrošnje iznosi 0,98.

U posmatranu mrežu biće integrisani sledeći objekti:

- solarne elektrane zbirne instalisane snage 50 MW, priključene na 20 kV sabirnice,
- vetroelektrane zbirne instalisane snage 25 MW, priključene na 20 kV sabirnice
- baterijski sistem za skladištenje električne energije optimalne snage i kapaciteta.

Iako ove snage prevazilaze tipične kapacitete OIE u jednoj distributivnoj trafostanici, pricipi rada i pojave u mreži ostaju iste ili slične. Takođe, ovako izabranim kapacitetima OIE se može pokazati kako implementacija baterijskih skladišta može povoljno da utiče na mogući veći nivo instalisanih kapaciteta OIE. Za potrebe analiza definisana su tri osnovna scenarija rada sistema, koji omogućavaju izolovano i kombinovano sagledavanje uticaja različitih tipova OIE.

2.1 Scenario 1 – pasivna mreža bez proizvođača električne energije

U prvom scenariju posmatra se „pasivna“ mreža koja se sastoji samo od potrošnje, bez proizvodnje električne energije. Ovaj scenario predstavlja referentni scenario za sve naredne proračune.

2.2 Scenario 2 – Integracija solarnih elektrana

U prvom scenariju posmatra se rad mreže sa priključenim solarnim elektranama, dok vetroelektrane nisu u pogonu. Solarne elektrane su priključene na više mesta duž napojnih vodova, u TS3, TS5, TS7 i TS9 (Slika 1), kako bi se simulirao realističan raspored distribuirane proizvodnje. Snaga elektrana definisana je tako da predstavlja visoki nivo penetracije solarne energije, što omogućava sagledavanje tipičnih problema koji se javljaju u mrežama sa značajnijim udelom proizvodnje solarnih elektrana.

Profil rada solarnih elektrana, takođe modelovan sa petominutnom rezulucijom, karakteriše izražen dnevni maksimum proizvodnje. U skladu s tim, najčešće uočene pojave u ovom scenariju odnose se na porast napona u centralnim i krajnjim čvorištima i pojavu povratnog toka snaga ka trafostanici 110/20 kV. U ovom scenariju dominantni problemi javljaju se u periodima niskog opterećenja i visoke proizvodnje, kada dolazi do lokalnog porasta napona na čvorovima udaljenim od napojne trafostanice i pojave povratnog toka snaga ka višem naponskom nivou.

2.3 Scenario 3 – Kombinovana integracija solarnih i vetroelektrana

Treći scenario predstavlja najzahtevniji slučaj, u kome su istovremeno priključene i solarne i vetroelektrane ukupne instalisane snage 75 MW. Raspored, snaga i profili proizvodnje solarnih elektrana su identični kao u Scenariju 2, dok su modelovane dve vetroelektrane u TS3 i TS5 (Slika 1). Proizvodnja vetroelektrana modelovana je sa petominutnom rezoulcuijom na osnovu vremenskih profila sa izraženom stohastičkom prirodom i promenama snage tokom dana. Za razliku od solarnih elektrana, vetroelektrane karakterišu manje predvidivi i brži vremenski gradijenti promene snage, što može dovesti do:

- naglih promena opterećenja mreže,
- lokalnih varijacija napona.

U ovom režimu kombinovane proizvodnje iz solarnih i vetroelektrana dolazi do očekivanog preklapanja karakterističnih efekata oba tipa izvora. Kombinacija solarne i proizvodnje vetroelektrana dovodi do:

- povećane verovatnoće pojave povišenih napona,
- izraženijeg povratnog toka snaga ka višem naponskom nivou,
- mogućeg povećanog opterećenja mrežnih elemenata u određenim vremenskim intervalima.

Upravo zbog ove kompleksnosti, ovaj scenario je posebno značajan za dalju analizu, jer predstavlja realne uslove rada distributivnih mreža sa visokim udelom OIE i na osnovu njega se može izvršiti procena efekata primene sistema za skladištenje energije.

2.4 Scenario 4 – integracija i uloga BESS-a u posmatranoj mreži

Analize rada mreže sprovedene su primenom *quasi-dynamic* simulacija u softveru DIgSILENT PowerFactory. Ovaj pristup podrazumeva izvođenje uzastopnih proračuna tokova snaga u diskretnim vremenskim koracima, pri čemu se u svakom koraku uzimaju u obzir vremenski promenljive vrednosti proizvodnje i potrošnje.

Za potrebe ovog rada korišćeni su vremenski profili sa rezolucijom od 5 minuta, u periodu od 24 sata. Na ovaj način omogućeno je sagledavanje kako kratkoročnih promena, tako i kumulativnih efekata tokom dužeg vremenskog intervala. U prvom koraku izvršene su simulacije po navedenim scenarijima bez sistema za

skladištenje energije, kako bi se identifikovali osnovni problemi u mreži. Nakon toga, modelovan je baterijski sistem za skladištenje električne energije, čiji je rad definisan formiranim vremenskim profilom aktivne snage, zasnovanim na analizi povišenih napona, povratnog toka snaga i promena opterećenja u najkritičnijim slučajevima.

Baterijski sistem za skladištenje energije uveden je sa ciljem ublažavanja identifikovanih negativnih pojava. Upravljanje BESS-om realizovano je na osnovu kombinovanog kriterijuma koji uzima u obzir nivo napona u mreži i pojavu povratnog toka snaga. U periodima povećane proizvodnje iz OIE, baterija radi u potrošačkom režimu rada tj. apsorbuje višak energije, čime se smanjuju visoki naponi u mreži i čime se ograničava tok snage ka višem naponskom nivou. U periodima smanjene proizvodnje, baterija radi u proizvođačkom režimu rada i prazni se, čime doprinosi stabilizaciji napona i smanjenju opterećenja mrežnih elemenata.

Na ovaj način, BESS predstavlja element koji značajno doprinosi fleksibilnosti sistema i koji omogućava povećanje kapaciteta mreže za preuzimanje električne energije iz OIE, bez potrebe za značajnim investicijama u već postojeću infrastrukturu distributivne mreže.

3 METODOLOGIJA OPTIMIZACIJE SISTEMA ZA SKLADIŠTENJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

U cilju smanjenja negativnih efekata integracije obnovljivih izvora energije, u ovom radu sprovedena je optimizacija sistema za skladištenje električne energije (BESS) u pogledu njegove snage, kapaciteta i režima rada. Optimizacija je realizovana na osnovu analize rezultata *quasi-dynamic* simulacija u slučaju kada baterijsko skladište nije instalirano, primenom unapred definisane upravljačke strategije.

3.1 Ciljevi i parametri optimizacije

Osnovni cilj optimizacije BESS-a jeste minimizacija negativnih pojava koje se javljaju u distributivnoj mreži usled integracije OIE. U tom smislu definisani su sledeći kriterijumi:

- smanjenje povratnog toka snaga ka višem naponskom nivou,
- održavanje napona u dozvoljenim granicama,

Navedeni kriterijumi predstavljaju osnov za definisanje funkcije optimizacije i za poređenje različitih konfiguracija sistema za skladištenje. Optimizacija BESS-a sprovedena je izborom i variranjem sledećih parametara:

- maksimalna aktivna snaga baterijskog sistema P_{BESS} [MW],
- energijski kapacitet baterije E_{BESS} [MWh],
- mesto priključenja u mreži,
- režimi rada.

U radu su analizirane diskretne vrednosti instalisane snage i kapaciteta, pri čemu su razmatrane sledeće vrednosti snage i energije:

- P_{BESS}=[10,15,20] MW,
- E_{BESS}=[20,30,40,60] MWh.

Na ovaj način omogućeno je sagledavanje uticaja različitih veličina sistema za skladištenje na rad mreže, kao i identifikacija optimalne konfiguracije baterijskog skladišta. Upravljanje baterijskim sistemom realizovano je primenom određenih pravila zasnovanih na stanju mreže, pri čemu je aktivna snaga baterije definisana kao funkcija napona u mreži i toka snaga ka višem naponskom nivou, tako da su pri određivanju režima rada baterijskog skladišta obuhvaćeni naponski kriterijum i kriterijum povratnog toga snage.

3.1.1 Naponski kriterijum

U cilju smanjenja prenapona, primenjena je linearna zavisnost aktivne snage baterijskog skladišta od odstupanja napona od referentne vrednosti u tački priključenja baterijskog skladišta. Prvo su postavljene granice za aktiviranje režima punjenja, odnosno pražnjenja baterija, i one predstavljaju prosečnu vrednost izmerenih napona u tački priključenja baterijskih skladišta, pre njihovog priključenja (U_{AVG}), na koje je dodata margina od 1% Un. Kako bi uticala na smanjenje napona, baterija započinje punjenje pri naponima većim od U_{AVG}+1%Un, dok pri naponima od 1.1 r.j. dostiže maksimalnu snagu punjenja. Snaga kojom se baterija puni, odnosno prazni, zavisi od veličine odstupanja napona, kao što je opisano u formuli niže, gde U_{max} predstavlja najviši izmereni napon u datoj tački. Između ovih vrednosti usvojena je linearna karakteristika. Za napone niže od U_{AVG}-1%Un baterija započinje režim pražnjenja, po istom principu kao i za režim punjenja baterijskog skladišta, gde U_{min} predstavlja najniži izmereni napon u datoj tački.

$$P_{Uch}(t) = -P_{MAX} * \frac{U(t)-(U_{AVG}+0.01U_n)}{U_{max}-(U_{AVG}+0.01U_n)} \qquad \text{- režim punjenja}$$

$$P_{Udisch}(t) = +P_{MAX} * \frac{(U_{AVG} - 0.01U_n) - U(t)}{(U_{AVG} - 0.01U_n) - U_{min}} \quad \text{- režim pražnjenja}$$

3.1.2 Kriterijum povratnog toka snage

U slučajevima kada dolazi do povratnog toka snage ka višem naponskom nivou, baterija apsorbuje višak energije iz distributivne mreže, odnosno iz priključenih solarnih i vetroelektrana. Intenzitet punjenja proporcionalan je veličini injektiranja energije na više naponske nivoe, čime se obezbeđuje efikasno ograničavanje tog toka.

$$P_{PTSch}(t) = -P_{MAX} * \frac{P_{injektiranja}(t)}{P_{injektiranja_max}} \quad \text{- režim punjenja}$$

$$P_{PTSdisch}(t) = +P_{MAX} * \frac{P_{preuzimanja}(t)}{P_{preuzimanja_max}} \quad \text{- režim pražnjenja}$$

3.1.3 Kombinovanje kriterijuma

Ukupna aktivna snaga BESS-a određena je kombinacijom naponskog kriterijuma i kriterijuma povratnog toka snage, pri čemu se prioritet daje slučaju kada su oba režima ispunjena: visoki naponi i povratni tok snage za režim punjenja, kao i niži naponi i mala proizvodnja za režim pražnjenja baterijskog skladišta, što predstavlja i najčešći slučaj jer su ove pojave u distributivnoj mreži korelisane. U svakom vremenskom trenutku primenjuje se dominantniji uticaj od dva kriterijuma.

3.2 Ograničenja rada baterijskog sistema

U cilju realističnog modelovanja rada BESS-a, uvedena su sledeća ograničenja:

- C-rate,
- energetski kapacitet baterije,
- stanje napunjenosti (SOC) uz minimalni i maksimalni dozvoljeni nivo napunjenosti baterije,
- efikasnost punjenja i pražnjenja.

Stanje napunjenosti baterije računato je na osnovu bilansa energije u svakom vremenskom koraku, uzimajući u obzir efikasnost procesa punjenja i pražnjenja. Time je obezbeđeno da rad baterije ostane u fizički mogućim granicama tokom cele analize. Formula koja opisuje način računanja stanja napunjenosti baterije u svakom satu je:

$$E(t) = E(t-1) + P_{BESS}(t) * \Delta t * \eta \quad \text{- režim punjenja}$$

$$E(t) = E(t-1) + \frac{P_{BESS}(t) * \Delta t}{\eta} \quad \text{- režim pražnjenja}$$

3.3 Postupak i kriterijum optimizacije

Optimizacija je sprovedena kroz sledeće korake:

1. Izvršene su *quasi-dynamic* simulacije za svaki od definisanih scenarija bez prisustva BESS-a, u cilju identifikacije osnovnih problema u mreži.
2. Na osnovu dobijenih rezultata definisani su način i režimi rada baterijskog sistema i izračunat je odgovarajući vremenski profil rada BESS-a za različite kombinacije snage i kapaciteta baterijskog skladišta.
3. Izbor optimalnih kombinacija parametra BESS-a (snaga i kapacitet) kombinovanim kriterijumom uvažavajući ograničenja rada baterijskog skladišta.
4. Simulacije su ponovljene sa uključenim BESS-om.
5. Za svaki od navedenih slučajeva izračunati su relevantni parametri i veličine u sistemu, uključujući maksimalne napone, prisustvo povratnog toka snaga, iskorišćenost baterijskog kapaciteta, kao i dinamiku promene snage rada BESS-a.

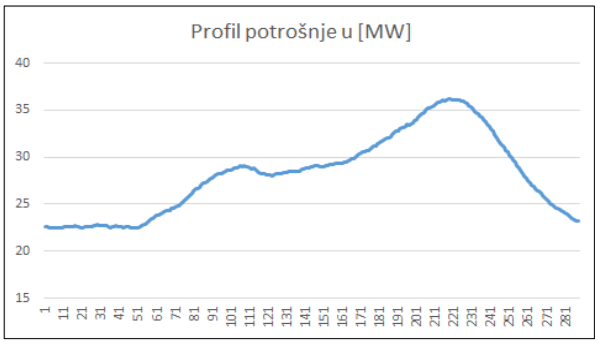
Optimalna konfiguracija BESS-a određena je tako da obezbeđuje minimalan broj i intenzitet stanja povišenih napona u mreži, značajno smanjenje povratnog toka snaga i stabilan rad sistema bez prekoračenja operativnih ograničenja baterijskog skladišta. Pored tehničkih kriterijuma, pri izboru optimalnog rešenja uzeta je u obzir i efikasnost korišćenja kapaciteta baterije, kako bi se obezbedilo racionalno dimenzionisanje sistema za skladištenje energije.

4 ANALIZE I REZULTATI

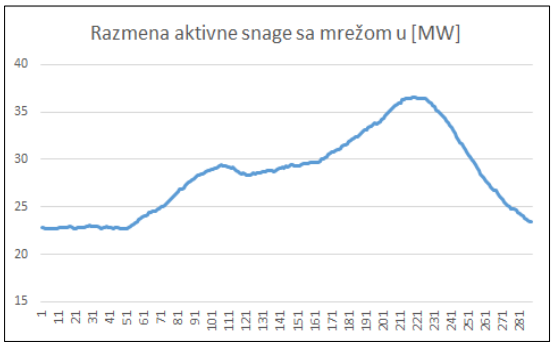
U ovom poglavlju prikazani su rezultati *quasi-dynamic* simulacija za sve definisane scenarije, sa posebnim osvrtom na uticaj baterijskog sistema za skladištenje energije na rad distributivne mreže. Analiza je izvršena kroz poređenje slučajeva bez i sa implementiranim baterijskim skladištem električne energije.

4.1 Referentni slučaj – rad mreže bez BESS-a

U početnom koraku izvršene su simulacije za sve scenarije bez prisustva sistema za skladištenje energije, u cilju identifikacije dominantnih problema u mreži. Prvo je analiziran Scenario 1 u kom ne postoji distributivna proizvodnja, tj. analizirana mreža je isključivo potrošačka. Na slici 2 prikazan je profil potrošnje, koji ostaje nepromenjen kroz sve analizirane scenarije.



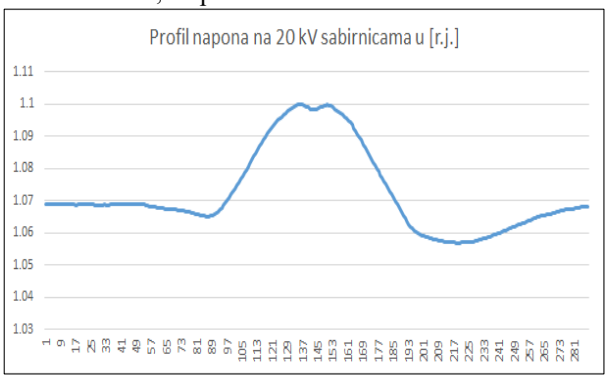
Slika 2 – Profil ukupne potrošnje sa petominutnom rezulcijom za period od 24 časa



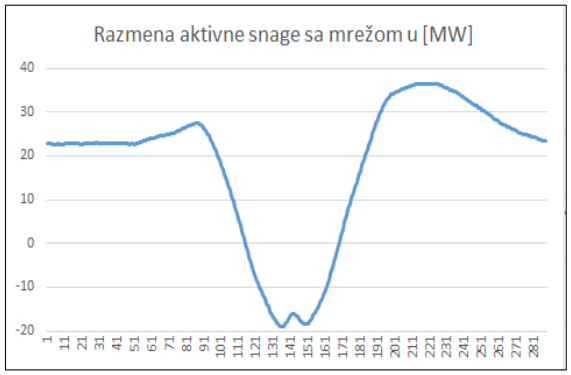
Slika 3 – Razmena aktivne snage sa eksternom mrežom za slučaj bez distributivnih OIE – Scenario 1

Na osnovu dobijenih rezultata uočeno je da u režimu rada bez integrisanih obnovljivih izvora energije sistem funkcioniše u dozvoljenim granicama. Profil potrošnje karakteriše tipičan dnevni dijagram, sa minimalnim vrednostima u noćnim satima i izraženim maksimumom u večernjim časovima, kada dostiže oko 36 MW. Razmena aktivne snage sa ostatkom mreže, prikazana na Slici 3, u potpunosti prati profil potrošnje, što ukazuje na očekivano ponašanje radijalnog distributivnog sistema, bez prisustva distribuirane proizvodnje. Naponi u mreži u ovom režimu ostaju u dozvoljenim granicama, sa maksimalnim vrednostima od približno 1.058 r.j., bez pojave povišenih napona. Ovakav režim predstavlja osnovu za poređenje sa scenarijima sa integrisanim OIE.

U Scenariju 2, u kome je integrisana solarna elektrana u sistem, uočava se značajna promena naponskog profila u mreži. U periodima maksimalne proizvodnje, u sredini dana, dolazi do izraženog porasta napona, pri čemu maksimalne vrednosti dostižu približno 1.12 r.j., što je direktna posledica viška proizvodnje u odnosu na lokalnu potrošnju. Karakterističan oblik dijagrama, sa naglim porastom napona u podnevnim satima, potvrđuje dominantan uticaj solarne proizvodnje na rad sistema. Maksimalne vrednosti napona prelaze dozvoljene granice, što ukazuje na ograničen prihvatni kapacitet mreže za integraciju OIE. Istovremeno, u istim vremenskim intervalima registrovana je pojava povratnog toka snaga ka višem naponskom nivou, što menja uobičajeni režim rada mreže. Na slikama 4 i 5 prikazani su profili napona na 20 kV sabirnicama u TS 110/20 kV i razmena aktivne sange sa ostatkom mreže, respektivno.

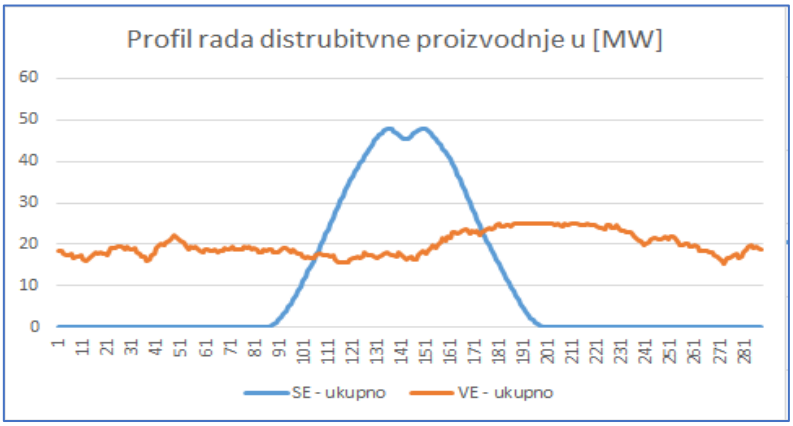


Slika 4 – Profil napona na 20 kV sabirnicama u TS 110/20 kV u Scenariju 2



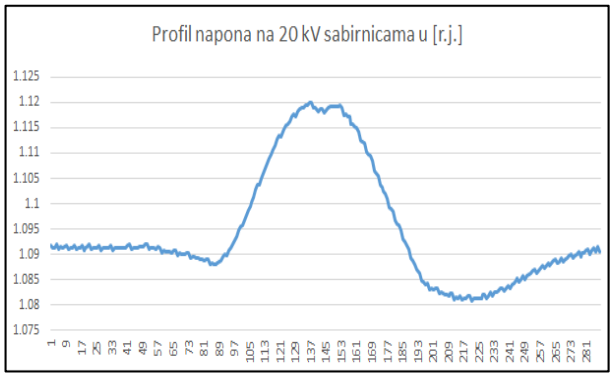
Slika 5 – Razmena aktivne snage sa eksternom mrežom u Scenariju 2

Scenario 3, koji predstavlja režim sa kombinovanom proizvodnjom distibutivnih OIE (SE + VE), predstavlja najnepovoljniji slučaj sa aspekta naponskih prilika. Profili proizvodnje solarnih i vetroelektrana prikazani su na Slici 6.

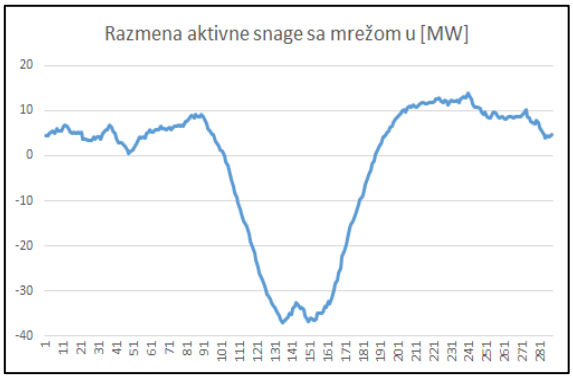


Slika 6 – Ukupna snaga proizvodnje solarnih i vetroelektrana

Kombinovani scenario predstavlja najnepovoljniji slučaj sa aspekta naponskih prilika. U ovom režimu dolazi do sabiranja efekata solarne i vetro proizvodnje, što rezultira izraženim prenaponskim stanjima. Maksimalne vrednosti napona prelaze dozvoljene granice i potvrđuje da mreža u ovom režimu ne može stabilno da funkcioniše bez dodatnih mera. Takođe, zbog uticaja vetroelektrana uočava se veća promenljivost napona u kratkim vremenskim intervalima. Pored toga, dolazi do povećanog povratnog toka snage ka višem naponskom nivou, što dodatno komplikuje rad sistema. Na Slici 7 prikazan je naponski profil na 20 kV sabirnicama u TS 110/20 kV, dok naponi na udaljenijim tačkama ove mreže prelaze i 1,14 r.j. Na slici 8 prikazana je razmena aktivne snage sa eksternom mrežom.



Slika 7 – Profil napona na 20 kV sabirnicama u TS 110/20 kV u Scenariju 3



Slika 8 – Razmena aktivne snage sa eksternom mrežom u Scenariju 3

Kombinovani Scenario 3 pokazao je najnepovoljnije rezultate, sa istovremenim prisustvom povišenih napona, izraženog povratnog toka snage i kratkotrajnih promena napona manjih amplituda. Ovaj scenario potvrđuje da interakcija različitih tipova OIE dodatno komplikuje rad distributivne mreže i povećava potrebu za fleksibilnim elementima sistema.

4.2 Uticaj implementacije BESS-a na rad prikazane distributivne mreže

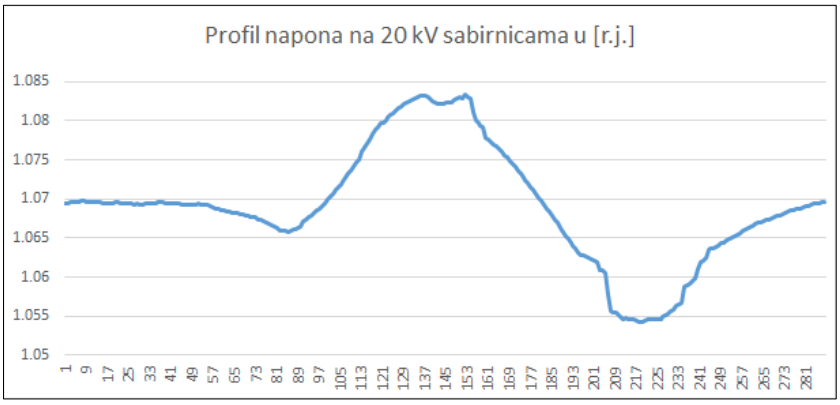
U cilju ublažavanja identifikovanih negativnih pojava, u analizirani model mreže implementiran je baterijski sistem za skladištenje električne energije (BESS). Rad baterijskog sistema definisan je unapred generisanim vremenskim profilom, metodologijom opisanom u poglavlju 3, zasnovanim na analizi naponskih profila elemenata i povratnog toka snaga u scenariju 3, koji predstavlja nakritičniji slučaj sa aspekta naponskih prilika u posmatranoj mreži. Optimizacija baterijskog skladišta obuhvatila je izbor lokacija, kao i osnovne tehničke parametre skladišta, kao što su snaga i kapacitet. Izabrano je 5 lokacija baterijskih skladišta i to u TS3, TS5, TS6, TS7 i TS9 (Slika 1), koje odgovaraju lokacijama sa priključenim distributivnim izvorima, kako bi se uticaj baterijskih skladišta na rad mreže optimalno iskoristio. Što se tiče snage punjenja odnosno pražnjenja baterijskih skladišta i njihovog kapaciteta, primenom kriterijuma i ograničenja navedenih u poglavlju 3 dobijene su optimalne kombinacije snaga i kapaciteta baterijskih skladišta po navedenim lokacijama odnosno trafostanicama, prikazane u sledećoj tabeli.

Lokacija baterijskog skladišta	Snaga [MW]	Kapacitet [MWh]
TS3	10	40
TS5	10	40
TS6	10	40
TS7	15	60
TS9	10	40

Profili rada baterijskih skladišta su dobijeni obradom rezultata iz Scenarija 3 u Excel-u, uz uvažavanje svih kriterijuma i ograničenja, a potom su ti profili uneti direktno u simulacioni softver. U nastavku su prikazani rezultati simulacija sa implementiranim BESS-om, koji predstavlja Scenario 4, sa posebnim osvrtom na promene u naponskim prilikama i tokovima snaga.

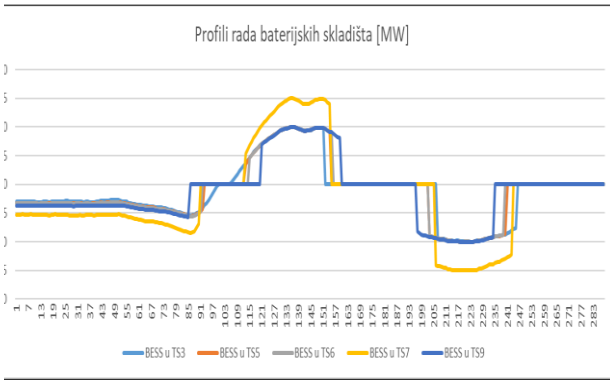
4.2.1 Uticaj BESS-a na naponske prilike i tokove snaga

Uvođenje baterijskog sistema dovodi do značajnog smanjenja maksimalnih vrednosti napona u mreži. U poređenju sa prethodno prikazanim scenarijima, u kojima naponi dostižu vrednosti veće od 1.10 r.j. (a lokalno i do 1.14 r.j.), sa implementiranim BESS-om dolazi do smanjenja napona, tako da maksimalne vrednosti napona ni u jednoj tački u mreži ne prelaze dozvoljene vrednosti od 1.1 r.j., a na 20 kV sabirnicama u TS 110/20 kV iznose približno 1.08 r.j., čime se povišeni naponi u potpunosti eliminišu. Pored toga, uočena je i stabilizacija kratkoročnih promena napona, a profil napona na 20 kV sabirnicama u TS 110/20 kV prikazan je na Slici 9.

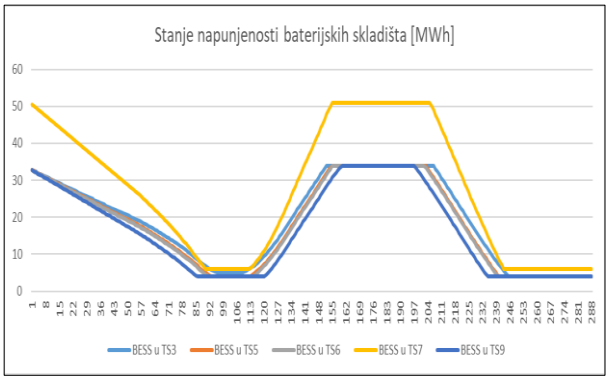


Slika 9 – Profil napona na 20 kV sabirnicama u TS 110/20 kV u Scenariju 4

Baterijski sistem u periodima visoke proizvodnje prelazi u režim punjenja, apsorbujući višak energije i smanjujući opterećenje mreže. U periodima niže proizvodnje ili povećane potrošnje, baterija se prazni i predaje energiju sistemu, čime doprinosi stabilizaciji rada mreže. Profili rada baterijskih skladišta, odnosno trenutne snage punjenja/pražnjenja prikazane su na Slici 10. Pozitivne vrednosti predstavljaju režim punjenja, dok negativne vrednosti predstavljaju režim pražnjenja baterijskih skladišta. Stanje napunjenosti baterijskih skladišta, uvažavajući minimalno i maksimalno stanje napunjenosti, prikazano je na Slici 11.

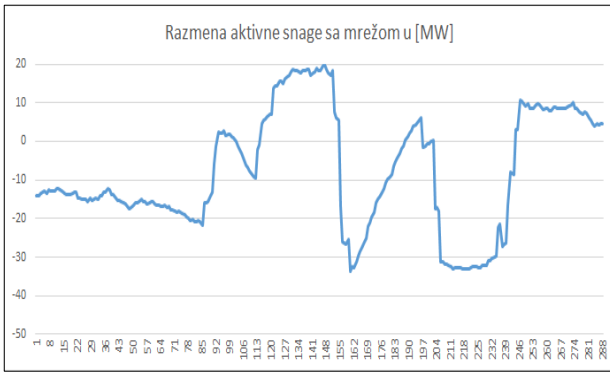


Slika 10 – Profil rada svih modelovanih baterijskih skladišta

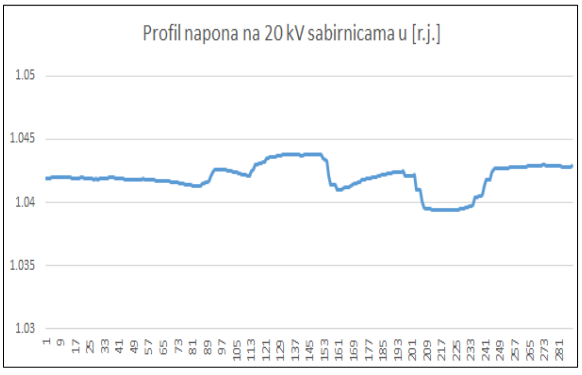


Slika 11 – Stanje mapunjenosti svih modelovanih baterijskih skladišta

Takođe, primećeno je značajno smanjenje povratnog toka snaga ka višem naponskom nivou. Dok je u trećem scenariju slučaju dolazilo do izraženog toka energije ka prenosnom sistemu, uvođenjem BESS-a ovaj efekat nije otklonjen, ali je ublažen, jer se višak energije zadržava unutar distributivne mreže. Na slici 12 prikazana je razmena aktivne snage sa eksternom mrežem u slučaju kada su implementirana baterijska skladišta.



Slika 12 – Razmena aktivne snage sa eksternom mrežom u Scenariju 4 sa aktivnim baterijskim skladištem



Slika 13 – Profil napona na 20 kV sabirnicama u TS 110/20 kV u Scenariju 4 uz rekativnu podršku baterijskih sistema

Potrebno je napomenuti da su sve solarne elektrane, vetroelektrane i baterijska skladišta modelovani sa faktorom snage jednakim jedinici. Ukoliko bi baterijska skladišta imala omogućenu reaktivnu podršku uticaj na naponske prilike i stabilizaciju napona bi bio još veći. Modelovanjem baterijskih skladišta tako da im maksimalna reaktivna snaga i u kapacitivnom i u induktivnom režimu rada iznosi 0.2 r.j. u odnosu na njihovu maksimalnu aktivnu snagu, profil napona na 20 kV sabirnicama u TS 110/20 kV bi bio praktično konstantan, kao što je prikazano na Slici 13. Baterijska skladišta su modelovana tako da pomoću reaktivne snage regulišu napon na sabirnicama na kojima su priključena, što svakako ima uticaja i na napone u celoj 20 kV mreži.

4.2.2 Uticaj BESS-a na gubitke u sistemu

Što se tiče uticaja na gubitke u posmatranoj distributivnoj srednjenaponskoj mreži, integracija baterijskih skladišta električne energije doprinosi njihovom smanjenju u odnosu na slučaj kada je prisutna distributivna proizvodnja bez implementiranog sistema za skladište električne energije. Ukupni gubici aktivne snage u posmatranom sistemu, po svim analiziranim scenarijima, prikazani su u narednoj tabeli.

SCENARIO	GUBICI	
	ukupni [MWh]	prosečni [MW]
Scenario 1 (samo potrošnja)	7.02	0.293
Scenario 2 (SE)	7.46	0.311
Scenario 3 (SE+VE)	7.11	0.296
Scenario 4 (SE+VE+BESS)	6.83	0.281

Na osnovu prikazanih rezultata jasno se vidi uticaj primene baterijskog sistema u distributivnoj mreži sa visokom integracijom proizvodnje iz OIE na značajno smanjenje gubitaka aktivne snage. Uzimajući u obzir da su ovde prikazani rezultati na periodu od samo jednog dana, jasno je da su smanjenja gubitaka na dužem vremenskom periodu daleko značajnija i što se tiče manjeg opterećenja mreže i finansijskog aspekta.

Na osnovu dobijenih rezultata može se zaključiti da implementacija baterijskog sistema značajno unapređuje rad distributivne mreže u uslovima visoke integracije obnovljivih izvora energije. Najizraženiji efekti primene BESS-a ogledaju se u smanjenju maksimalnih naponskih vrednosti, smanjenju povratnog toka snaga ka višem naponskom nivou, stabilizaciji kratkoročnih promena napona i snage i smanjenju gubitaka u sistemu.

Rezultati takođe potvrđuju da BESS predstavlja efikasno rešenje za povećanje prihvatnog kapaciteta mreže, omogućavajući integraciju većih količina obnovljivih izvora bez potrebe za značajnim infrastrukturnim ulaganjima.

5 ZAKLJUČAK

U ovom radu analiziran je uticaj integracije obnovljivih izvora energije na rad distributivne mreže, kao i mogućnosti primene baterijskog sistema za skladištenje električne energije u cilju ublažavanja identifikovanih negativnih pojava. Analiza je sprovedena primenom *quasi-dynamic* simulacija u softverskom paketu DIgSILENT PowerFactory (v25), za više reprezentativnih scenarija sa različitim kombinacijama proizvodnje iz obnovljivih izvora energije.

Rezultati simulacija pokazali su da izraženo prisustvo obnovljivih izvora energije značajno utiče na rad distributivne mreže. U scenariju sa solarnom elektranom dominantan problem predstavljaju povišeni naponi izvan dozvoljenih granica u periodima maksimalne proizvodnje, dok se u scenariju sa kombinovanom proizvodnjom iz solarnih i vetroelektrana, pored povišenih napona javljaju i izraženije kratkoročne fluktuacije napona i povratnog toka snaga ka višem naponskom nivou.

Uvođenjem baterijskog sistema za skladištenje energije ostvareno je značajno poboljšanje rada mreže, koje se ogleda u smanjenju maksimalnih naponskih vrednosti i otklanjanja previsokih napona, izvan dozvoljenih granica, kao i u značajnom smanjenju povratnog toka snaga ka višem naponskom nivou.

Na osnovu sprovedene analize može se zaključiti da pravilno dimenzionisan i na adekvatan način upravljan baterijski sistem predstavlja efikasno rešenje za povećanje prihvatnog kapaciteta distributivne mreže za integraciju obnovljivih izvora energije. Primena BESS-a omogućava lokalnu apsorpciju viška energije, poboljšanje naponskih prilika i potencijalno smanjenje opterećenja mrežnih elemenata, bez potrebe za značajnim investicijama u mrežnu infrastrukturu.

Rezultati ovog rada ukazuju na značajan potencijal primene sistema za skladištenje energije u distributivnim mrežama sa visokim udelom obnovljivih izvora, kao i na potrebu za daljim istraživanjima u oblasti optimizacije njihovog upravljanja, izbora optimalne lokacije i parametara ovog sistema, same i integracije u elektroenergetski sistem.

LITERATURA

[1] Plan razvoja prenosnog sistema Republike Srbije za peiod od 2025. do 2036. godine: https://ems.rs/planovi-razvoja/

Broj rada: R4-07

USLOVI RAZVOJA ENERGETSKI NEZAVISNIH GRADOVA PRIMENOM OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE I VODONIČNIH TEHNOLOGIJA

DEVELOPMENT OF ENERGY-INDEPENDENT CITIES THROUGH RENEWABLE ENERGY SOURCES AND HYDROGEN TECHNOLOGIES

Jelica JANIĆIJEVIĆ, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, Srbija*
Danilo VLAHOVIĆ, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, Srbija*
Marijan RANČIĆ, New Energy Solutions DOO, Beograd, Srbija*
Željko ĐURIŠIĆ, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, Srbija*

KRATAK SADRŽAJ

Jedan od strateških pristupa za rešavanje problema integracije obnovljivih izvora energije (OIE) je razvoj energetski nezavisnih mikromreža. Osnovna ideja je da gradovi koji se nalaze u regionima koji imaju dobre resurse energije vetra budu razvijani kao energetski nezavisne celine. Vetrogeneratorska postrojenja bi bila razvijana kao centralne proizvodne jedinice koje bi bile priključivane na transformatorske stanice visokog napona, dok bi na distributivnom nivou, na srednjem i niskom naponu, bili instalirani fotonaponski sistemi na krovovima industrijskih, stambenih i drugih objekata na kojima postoje tehnički preduslovi za izgradnju ovakvih sistema. U cilju održavanja energetskog bilansa između proizvodnje i potrošnje energije u ovom radu su predložena rešenja sa vodoničnim tehnologijama koja se sastoje od elektrolizera, sistema za skladištenje vodonika i gorivnih ćelija. Pored toga, bila bi analizirana i toplotna skladišta koja bi snabdevala mikromrežu sa toplotnom energijom. Skladišta bi se napajala otpadnom toplotom iz procesa dobijanja i sagorevanja vodonika, kao i nezavisnim sistemima toplotnih pumpi. U ovom radu analiziran je jedan grad u Južnom Banatu u Srbiji za koji su sagledane realne energetske potrebe i profili potrošnje električne i toplotne energije, kao i resursi energije vetra i sunca. Na osnovu referentnih profila potrošnje energije i referentnih vremenskih profila resursa energije vetra i solarnog zračenja izvršena je optimizacija strukture obnovljivih izvora energije i proračunati kapaciteti vodoničnih sistema. Izvršena je simulacija rada energetskog sistema i sagledani uslovi energetske nezavisnosti, kao i ekonomski i ekološki pokazatelji ovakvog energetski nezavisnog sistema. Osnovni cilj rada je da na odabranom primeru realnog energetskog sistema pokaže da li su energetski nezavisni gradovi mogući model za budući razvoj energetike.

Ključne reči: Mikromreža, obnovljivi izvori energije, vodonične tehnologije, energetska nezavisnost

ABSTRACT

One of the strategic approaches to addressing the challenges of integrating renewable energy sources is the development of energy-independent microgrids. The fundamental concept is to develop cities located in regions with favorable wind resources as energy-independent systems. Wind power plants are considered as central generation units connected to high-voltage transformer substations, while at the distribution level—medium and low voltage-photovoltaic systems are installed on the rooftops of industrial, residential, and other buildings where technical conditions allow. To maintain the energy balance between production and consumption, this paper proposes solutions based on hydrogen technologies, including electrolyzers, hydrogen storage systems, and fuel cell. In addition, thermal energy storage systems supplying the microgrid with heat energy are analyzed. These storage systems are charged using waste heat from hydrogen production and combustion processes, as well as from independent heat pump systems. The paper examines a city in southern Banat, Serbia, for which

* Jelica Janićijević jj220038d@student.etf.bg.ac.rs; Danilo Vlahović vd220036d@student.etf.bg.ac.rs; Marijan Rančić marijan.rancic@newenergy.rs; Željko Đurišić djurisic@etf.rs

realistic energy demands and consumption profiles of electrical and thermal energy were assessed, together with available wind and solar energy resources. Based on reference consumption profiles and temporal profiles of wind and solar resources, the structure of renewable energy sources was optimized and the required capacities of hydrogen systems were determined. A simulation of the energy system operation was conducted to evaluate the conditions for achieving energy independence, as well as the economic and environmental indicators of such a system. The main objective of this study is to assess, through a real-world case study, whether energy-independent cities represent a viable model for the future development of the energy sector.

Keywords: Microgrid, renewable energy sources, hydrogen technologies, energy independence

UVOD

Energetski sektor danas je snažno uslovljen kako strateškim opredeljenjima vodećih ekonomija, tako i sve izraženijim geopolitičkim neizvesnostima. Evropska unija je kroz ključne inicijative kao što su Evropski zeleni dogovor (European Green Deal), paket „Fit for 55“ i REPowerEU definisala jasan pravac ka dekarbonizaciji, povećanju udela obnovljivih izvora energije i smanjenju uvozne zavisnosti od energenata [1–2]. Istovremeno, globalno tržište energije karakterišu nestabilnosti, poremećaji u snabdevanju i izražena zavisnost velikog broja država od uvoza fosilnih goriva [3], što dodatno naglašava potrebu za većom energetskom nezavisnošću i fleksibilnošću sistema.

Povećano učešće obnovljivih izvora energije, kao što su energija vetra i sunca, dovodi do značajnih izazova u radu elektroenergetskih sistema zbog njihove varijabilne i neupravljive prirode. Osnovni problem predstavlja usklađivanje proizvodnje i potrošnje električne energije, odnosno obezbeđivanje pouzdanog bilansiranja sistema. Istovremeno, postepeno smanjenje i gašenje termoelektrana u procesu energetske tranzicije dovodi do smanjenja raspoloživih upravljivih izvora, što dodatno ugrožava stabilnost i energetsku nezavisnost sistema.

Jedan od mogućih pravaca razvoja energetike predstavlja koncept energetski nezavisnih sistema zasnovanih na mikromrežama. Ovakvi sistemi omogućavaju lokalnu proizvodnju, skladištenje i potrošnju energije, čime se smanjuje opterećenje prenosne mreže i povećava pouzdanost napajanja. Posebno je značajno kombinovanje različitih OIE, poput vetroelektrana kao centralnih proizvodnih jedinica i fotonaponskih sistema na nivou distribucije.

Međutim, varijabilnost proizvodnje iz OIE zahteva primenu adekvatnih sistema za skladištenje energije. U tom kontekstu, vodonik se izdvaja kao jedno od najperspektivnijih rešenja, jer omogućava konverziju viškova električne energije u hemijsku energiju, njeno skladištenje i ponovnu upotrebu u periodima povećane potrošnje. Vodonične tehnologije već nalaze primenu u različitim sektorima, uključujući energetiku, transport i industriju, što ukazuje na njihov značaj u budućem razvoju energetskih sistema.

Pored elektroenergetskog sektora, sve veći značaj ima i integracija toplotnog sektora, čime se omogućava povećanje ukupne energetske efikasnosti sistema. Iskorišćenje otpadne toplote iz procesa konverzije energije, kao i primena toplotnih pumpi i sistema za skladištenje toplote, doprinose optimizaciji energetskog bilansa i održivosti sistema.

Osim izazova vezanih za stabilnost i pouzdanost elektroenergetskih sistema, značajan aspekt energetske tranzicije odnosi se i na unapređenje kvaliteta životne sredine na lokalnom nivou. Upotreba fosilnih goriva u energetici i individualnim ložištima predstavlja jedan od glavnih izvora zagađenja vazduha u urbanim sredinama, što se posebno ogleda u povećanim koncentracijama suspendovanih čestica (PM10 i PM2.5), azotnih oksida i sumpor-dioksida. Gradovi u regionu, uključujući i područje Srbije, često se suočavaju sa visokim nivoima zagađenja vazduha, naročito tokom zimskog perioda, što ima direktne posledice po zdravlje stanovništva i kvalitet života. U tom kontekstu, veća integracija OIE, elektrifikacija grejanja i transporta, primena čistih tehnologija, poput vodoničnih sistema i toplotnih pumpi, doprinose ne samo smanjenju emisija gasova sa efektom staklene bašte, već i značajnom unapređenju lokalnih ekoloških uslova i održivosti urbanih sredina.

Cilj ovog rada je analiza mogućnosti razvoja energetski nezavisnog naseljenog mesta, na području Južnog Banata, na principu ostrvskog rada, zasnovanog na OIE i vodoničnim tehnologijama, kroz modelovanje realnog energetskog sistema. U radu će biti razmatrani energetski zahtevi, dostupni resursi, optimalna struktura proizvodnih i skladišnih kapaciteta, kao i uslovi za postizanje energetske nezavisnosti. Takođe, biće analiziran i ekološki aspekti predloženog rešenja.

1 IDEJNO REŠENJE PREDLOŽENOG KOMPLEKSA

U cilju ostvarivanja energetske nezavisnosti urbanih celina, predloženo je idejno rešenje energetskog kompleksa zasnovanog na integraciji obnovljivih izvora energije, vodoničnih tehnologija i sistema za skladištenje električne i toplotne energije u okviru jedinstvene mikromreže.

Osnovna koncepcija sistema podrazumeva razvoj hibridne proizvodne strukture u kojoj vetroelektrane predstavljaju dominantne centralizovane izvore energije priključene na srednjenaponsku mrežu, dok su fotonaponski sistemi distribuirani na nivou srednjeg i niskog napona, pre svega na krovovima stambenih, industrijskih i javnih objekata. Ovakav pristup omogućava optimalno iskorišćenje raspoloživih resursa energije vetra i sunca, uz smanjenje gubitaka u prenosu i povećanje lokalne proizvodnje energije.

Zbog izražene varijabilnosti proizvodnje iz OIE, u okviru sistema predviđena je implementacija vodoničnog podsistema koji omogućava kratkoročno ali i dugoročno skladištenje energije. Viškovi električne energije, koji se javljaju u periodima visokog intenziteta vetra i sunčevog zračenja, koriste se za napajanje elektrolizera, gde se vrši konverzija električne energije u hemijsku energiju vodonika. Proizvedeni vodonik se zatim skladišti u rezervoarima pod pritiskom.

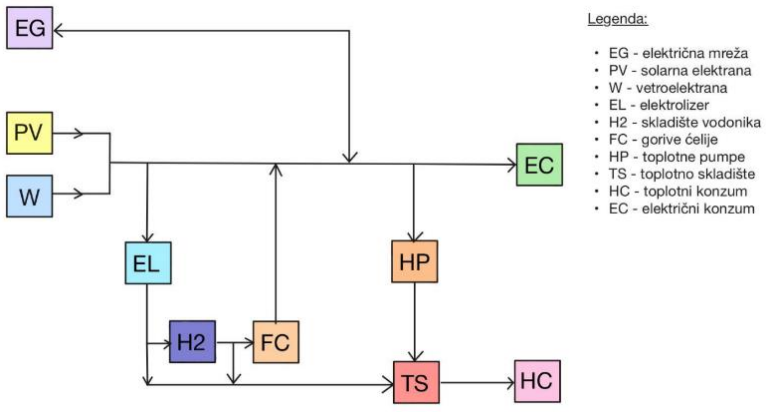
U periodima smanjene proizvodnje iz OIEili povećane potrošnje, skladišteni vodonik se koristi za proizvodnju električne energije u gorivnim ćelijama. Na taj način obezbeđuje se upravljiva proizvodnja energije i održavanje energetskog balansa unutar mikromreže.

U slučajevima kada raspoložive količine vodonika u skladištu nisu dovoljne za pokrivanje potreba gorivnih ćelija, neophodna električna energija obezbeđuje se preuzimanjem iz elektroenergetske mreže. Na ovaj način sistem zadržava pouzdanost napajanja, pri čemu se interakcija sa mrežom ostvaruje kroz kupovinu električne energije u periodima deficita lokalne proizvodnje.

Pored elektroenergetskog podsistema, predloženi energetski kompleks uključuje i integrisani toplotni podsistem. Otpadna toplota nastala tokom procesa elektrolize, kompresije i konverzije vodonika, kao i radom gorivnih ćelija koristi se za zagrevanje toplotnog skladišta koje je realizovano kao jamsko skladište vode. Ovo skladište, zajedno sa sistemom toplotnih pumpi, omogućava snabdevanje potrošača toplotnom energijom, čime se povećava ukupna energetska efikasnost sistema.

Predloženi koncept energetskog kompleksa zasnovan je na principu sektorske integracije (*sector coupling*), kojim se povezuju elektroenergetski i toplotni sektor u cilju optimalnog iskorišćenja energije i smanjenja gubitaka. Upravljanje sistemom vrši se primenom naprednih algoritama za optimizaciju rada, koji uzimaju u obzir vremenske profile proizvodnje iz OIE, potrošnju energije i stanje skladišnih kapaciteta.

Na slici 1 prikazana je šematska struktura predloženog energetskog kompleksa, koja obuhvata glavne komponente sistema: OIE, vodonični podsistem (elektrolizer, skladište vodonika i konverzioni sistemi), toplotno skladište i potrošače električne i toplotne energije.



Slika 1. Šematska struktura predloženog energetskog kompleksa

1.1 Sistem proizvodnje električne energije

Sistem proizvodnje energije u okviru predloženog energetskog kompleksa zasniva se na korišćenju obnovljivih izvora energije, pre svega energije vetra i sunčevog zračenja. Ovakav pristup omogućava smanjenje emisija štetnih gasova, kao i povećanje energetske nezavisnosti kroz lokalnu proizvodnju energije.

Kombinacija vetroelektrana i fotonaponskih sistema omogućava bolje vremensko poklapanje proizvodnje energije sa potrošnjom, s obzirom na njihove različite proizvodne profile. Na taj način se povećava ukupna stabilnost sistema i smanjuje potreba za dodatnim izvorima energije.

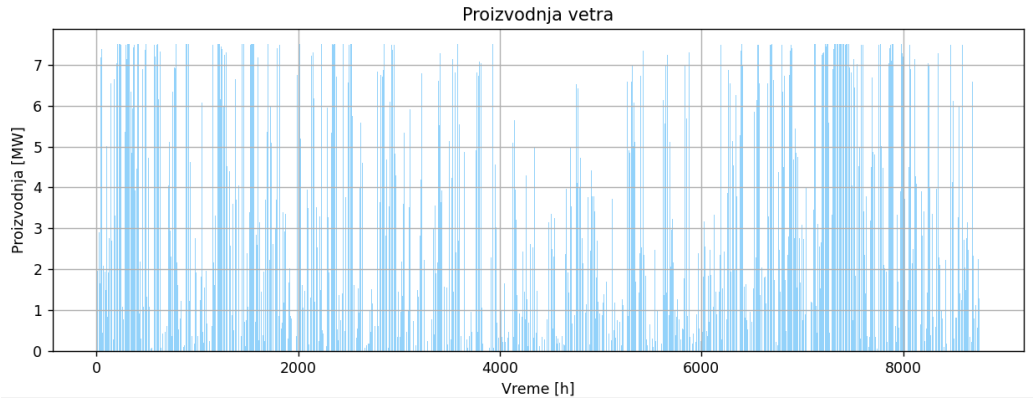
U nastavku su detaljnije razmotrene karakteristike i uloga vetroelektrana i solarnih elektrana u okviru predloženog sistema proizvodnje.

1.1.1 Vetroelektrana Predstavljaju osnovni izvor električne energije, imajući u vidu povoljne vetropotencijale na području Južnog Banata. Ovaj region karakterišu stabilni i relativno visoki intenziteti vetra, što ga čini pogodnim za razvoj vetroenergetskih postrojenja**.**

Za potrebe ovog rada razmatrana je vetroelektrana instalisane snage 7,5 MW, čija je lokacija definisana na osnovu dostupnih merenja brzine i pravca vetra. Anemometarski merni stub sa kojeg su korišćeni merni podaci je lociran u blizini naselja Dolovo. UTM koordinate mernog stuba su: 485315.4, 485315.4. Lokacija vetroelektrane koja je predložena u ovom radu je pretpostavljeno da bude locirana u okolini ovog mernog stuba. S obzirom da se u ovom regionu razvija projekat vetroelektrane velike snage, zaključeno je da postoje urbanistički i drugi uslovi za izgradnju ovakvog postrojenja.

Prikupljeni podaci omogućavaju formiranje reprezentativnih vremenskih profila proizvodnje električne energije, koji će biti korišćeni u daljoj analizi i proračunima energetskog bilansa sistema. Ovakva vetroelektrana može biti realizovana sa jednim modernim vetroagregatom većeg prečnika rotora ili dva manja vetroagregata. Vetroelektrana bi bila izgrađena van naseljenog mesta, na udaljenosti od bar 800 m, pri čemu bi izbor lokacije bio uslovljen blizinom putne infrastrukture, kao i povoljnim uslovima priključenja na energetsku mrežu.

Na osnovu raspoloživih namenskih merenja parametara vetra sa mernim stubom visine 125 m izvršen je proračun očekivane proizvodnje vetroelektrane. Na slici 2 grafički su prikazane srednje satne vrednosti za analizirani jednogodišnji period.

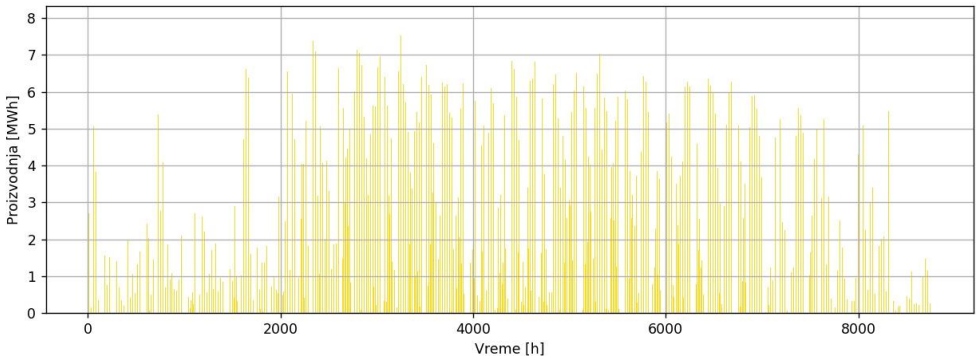


Slika 2. Proizvodnja vetroelektrane

1.1.2 Solarni sistem U okviru razmatrane mikromreže predviđena je instalacija fotonaponskih sistema ukupne instalisane snage 10 MWp. Solarni paneli se postavljaju distribuirano, pre svega na krovovima stambenih objekata, kao i na krovovima poslovnih i drugih raspoloživih objekata unutar posmatranog regiona.

Ovakav pristup omogućava lokalnu proizvodnju električne energije na mestu potrošnje, čime se smanjuje opterećenje prenosne i distributivne mreže, kao i gubici u prenosu energije. Proizvedena energija primarno se koristi za pokrivanje lokalne potrošnje, dok se eventualni viškovi koriste unutar mikromreže za potrebe proizvodnje vodonika i napajanja toplotnih pumpi.

Na osnovu dostupnih podataka o iradijaciji za posmatrani region, formiran je profil proizvodnje električne energije iz fotonaponskih sistema na satnom nivou za period od jedne godine, koji su prikazani na slici 3.



Slika 3. Proizvodnja fotonaponskih sistema

Za instalaciju fotonaponskih sistema ukupne snage 10 MWp neophodno je obezbediti adekvatnu raspoloživu krovnu površinu. Specifična potrebna površina može se proceniti na osnovu tehničkih karakteristika savremenih fotonaponskih panela i inženjerske prakse, što je u skladu sa analizama prikazanim u alatima kao što je PVGIS [4] i izveštajima instituta Fraunhofer ISE [5].

Savremeni fotonaponski paneli imaju efikasnost u opsegu od 18–22% [5], što odgovara gustini snage pri STC od oko 180–220 W/m². Na osnovu toga može se izvršiti jednostavna inženjerska procena potrebne površine:

$$1\,\text{kWp} = \frac{1000\ \text{W}}{200\ \text{W/m}^2} \approx 5\ \text{m}^2$$

Ukupna površina pod panelima za sistem snage 10 MWp iznosi oko 50.000–60.000 m², uz nešto veću bruto krovnu površinu usled tehničkih ograničenja Ukoliko se na prosečnom objektu instalira po 7 kWp, za postizanje ukupne snage od 10 MWp potrebno je oko 1400–1500 objekata.

Kao primer potencijalnog regiona može se posmatrati područje Dolova i okolnih naselja, koje ukupno obuhvata oko 5500–6000 domaćinstava, pri čemu je za realizaciju sistema dovoljno angažovati 25–30% objekata.

1.2 Toplotni sistem

Toplotni sistem u okviru predložene mikromreže zasniva se na principima sektorske integracije, kojom se ostvaruje povezanost elektroenergetskog i toplotnog sektora u cilju povećanja ukupne energetske efikasnosti. Osnovna ideja sistema je iskorišćenje dostupnih izvora toplote i njihova integracija kroz jedinstven sistem za proizvodnju, skladištenje i distribuciju toplotne energije.

Sistem se sastoji od tri osnovne komponente: otpadne toplote, toplotnih pumpi i toplotnog skladišta. Njihovim zajedničkim radom omogućava se pokrivanje promenljivog toplotnog konzuma, uz maksimalno iskorišćenje raspoloživih energetskih tokova.

1.2.1 Otpadna toplota U procesima konverzije energije u okviru vodoničnog sistema značajan deo energije oslobađa se u vidu toplote. Tokom rada elektrolizera i gorivnih ćelija, usled ograničene efikasnosti procesa, dolazi do generisanja otpadne toplote koja se u konvencionalnim sistemima najčešće ne koristi.

Efikasnosti PEM (*Proton Exchange Membrane*) elektrolizera je u opsegu (67–82%) [6] i PEM gorivnih ćelija (50–60%)[7] u serijskoj konverziji rezultuju ukupnom električnom efikasnošću od približno 35–45% [8]. Međutim, usled generisanja značajnih količina otpadne toplote u oba procesa, primenom kogeneracije (CHP – Combined Heat and Power) ukupno energetsko iskorišćenje može se značajno povećati; kod PEM elektrolizera

dostiže i do 95-98% [9], dok kod PEM gorivnih ćelija iznosi oko 85–90% [10], čime se ostvaruje visoka efikasnost integrisanog sistema.

U predloženom konceptu, ova toplota se prikuplja i koristi za punjenje toplotnog skladišta. Količina raspoložive otpadne toplote (Q_{ot}) direktno zavisi od snage (P) i režima rada elektrolizera i gorivnih ćelija i može se proceniti na osnovu njihovih efikasnosti (η).

$$Q_{ot}(t) = \sum_i P_i(t) \cdot (1 - \eta_i) \cdot \Delta t \quad (1)$$

Dobijena vrednost predstavlja ukupnu raspoloživu otpadnu toplotu generisanu u procesu, međutim, potrebno je naglasiti da se ona u praksi ne može u potpunosti iskoristiti. Gubici nastaju tokom prenosa, preuzimanja i skladištenja toplote. Zbog toga je stvarno iskorišćena količina otpadne toplote manja od teorijski raspoložive i zavisi od konstrukcije sistema, izolacije, kao i režima rada i upravljanja toplotnim skladištem.

1.2.2 Toplotne pumpe U cilju pokrivanja dodatnog toplotnog konzuma predviđena je primena toplotnih pumpi tipa voda – voda ili vazduh–voda, koje koriste rečnu ili podzemnu vodu ili spoljašnji vazduh kao izvor toplote. U realnim uslovima rada ostvaruje se prosečan koeficijent učinka (COP) oko 3. U okviru razmatranog sistema usvojena je instalisana električna snaga toplotnih pumpi od 2.1 MW, čime je definisan maksimalni kapacitet proizvodnje toplotne energije.

U periodima povećane potrošnje toplotne energije, kao i u situacijama kada raspoloživa otpadna toplota nije dovoljna, toplotne pumpe preuzimaju ulogu u snabdevanju preostalih potreba toplotnog konzuma. Takođe, u periodima viškova električne energije iz obnovljivih izvora, njihov rad se koristi za dodatno punjenje toplotnog skladišta. Toplotna energija proizvedena radom toplotne pumpe može se izraziti kao:

$$Q_{TP} = COP \cdot P_{el} \cdot \eta_{sis} \cdot \Delta t, \quad (2)$$

gde η_{sis} uvažava postojeće gubitke u sistemu, a pri čemu koeficijent performansi zavisi od temperaturnih nivoa izvora i ponora toplote i može se aproksimirati funkcionalnom zavisnošću:

$$COP(t) = f\left(T_{izvora}, T_{ponora}\right) \quad (3)$$

1.2.3 Toplotno skladište Toplotno skladište kapaciteta 200 MWh predviđeno je za akumulaciju i vremensko premeštanje toplotne energije radi pouzdanog snabdevanja toplotnog konzuma. Imajući u vidu izraženu sezonsku varijabilnost potrošnje toplotne energije, pri čemu je potražnja značajno veća u zimskom nego u letnjem periodu, sistem je koncipiran tako da omogući povećanu akumulaciju toplote u uslovima povećane potražnje (zimski režim), uz očuvanje fleksibilnosti rada tokom cele godine (letnji režim). Toplotno skladište je predviđeno da bude realizovano kao jamsko skladište sa toplom vodom. Pri čemu je temperatura vode u njemu u opsegu 30 do 70 ^{0}C. Izgradnja skladišta je na pogodnoj lokaciji u blizini ili unutar naselja na kojem nema podzemnih voda koje bi degradirale efikasnost. Ukupna zapremina skladišta je oko 12000 m^3.

Punjenje toplotnog skladišta vrši se korišćenjem otpadne toplote iz gorivnih ćelija i elektrolizera, kao i dodatne toplote proizvedene radom toplotnih pumpi. Osnovni cilj upravljanja sistemom jeste maksimalno iskorišćenje otpadne toplote, dok toplotne pumpe imaju dopunsku ulogu u obezbeđivanju potrebne količine energije u trenucima povećane potražnje.

Toplotne pumpe se prvenstveno napajaju iz viška proizvedene električne energije. U situacijama kada višak električne energije nije dovoljan, a postoji potreba za toplotom, njihovo napajanje se obezbeđuje radom gorivnih ćelija, ukoliko je vodonik dostupan. Ukoliko ni na ovaj način nije moguće zadovoljiti potrebe konzuma, električna energija se preuzima iz elektroenergetske mreže kako bi se obezbedio kontinuiran rad sistema.

Promena energije u toplotnom skladištu određena je razlikom između proizvedene toplote i potrošnje, uz uvažavanje gubitaka tokom skladištenja.

$$Q_{skladište}(t + \Delta t) = Q_{skladište}(t) + Q_{ot}(t) + Q_{TP}(t) - Q_{konzuma}(t) \quad (4)$$

U zimskom režimu, zbog povećane potražnje za toplotom, prioritet se daje toplotnim pumpama. To znači da se raspoloživi višak električne energije najpre usmerava ka njima, sve do dostizanja njihove instalisane snage. U slučaju da višak prelazi instalisani kapacitet toplotne pumpe, pumpa radi na maksimalnoj snazi, dok se preostali deo viška usmerava ka elektrolizeru za proizvodnju vodonika. Ovaj režim važi do nivoa popunjenosti skladišta od 80%, čime se obezbeđuje prostor za siguran prihvat otpadne toplote.

Kada popunjenost skladišta pređe 80%, kao i u letnjem režimu rada kada je potražnja za toplotom manja, prioritet se prebacuje na elektrolizer. U tom slučaju, višak električne energije se najpre koristi za njegov rad, dok se toplotne pumpe uključuju tek kada raspoloživa energija premaši njegov instalisani kapacitet ili ukoliko su nepovoljni uslovi za start elektrolizera (dostupna snaga je ispod 10% instalisane snage elektrolizera).

Napominjemo da se upravljanje sistemom može posmatrati kao zaseban optimizacioni problem raspodele energetskih tokova u realnom vremenu, sa ciljem minimizacije gubitaka i maksimalnog iskorišćenja raspoloživih resursa.

1.3 Vodonični sistem

Vodonični sistem predstavlja ključnu komponentu predloženog energetskog kompleksa, čija je osnovna uloga skladištenje viškova električne energije i obezbeđivanje upravljive proizvodnje u periodima smanjene proizvodnje iz OIE. Ovaj podsistem omogućava povezivanje proizvodnje i potrošnje energije kroz konverziju električne energije u hemijsku energiju vodonika i njegovo kasnije korišćenje, čime se doprinosi stabilnosti i fleksibilnosti mikromreže.

Rad sistema zasniva se na principu da elektrolizeri rade u periodima viška električne energije, kada se vrši proizvodnja vodonika, dok se u periodima deficita energije vodonik koristi u gorivnim ćelijama za proizvodnju električne energije. Količina proizvedenog vodonika uslovljena je raspoloživim kapacitetima skladišta, dok se otpadna toplota nastala tokom procesa elektrolize i rada gorivnih ćelija koristi za punjenje toplotnih skladišta, čime se povećava ukupna energetska efikasnost sistema.

1.3.1 Elektrolizeri Elektrolizeri predstavljaju osnovnu komponentu sistema za proizvodnju vodonika, pri čemu se proces elektrolize zasniva na razlaganju vode na vodonik i kiseonik korišćenjem električne energije. U predloženom idejnom rešenju primenjen je PEM elektrolizer. Njihova primena omogućava efikasno iskorišćenje viškova energije iz obnovljivih izvora.

U okviru ovog rada predviđena je instalacija dva elektrolizera pojedinačne snage od 2 MW, čime se obezbeđuje ukupni instalisani kapacitet od 4 MW. Ovakva konfiguracija omogućava fleksibilniji rad sistema, imajući u vidu ograničenje starta elektrolizera, koje je usvojeno na 10% nominalne snage radi optimalnijeg i efikasnijeg procesa. Korišćenjem dve jedinice omogućava se bolja prilagodljivost promenama raspoložive snage, kao i rad u širem opsegu opterećenja.

Pored toga, ovakvo rešenje povećava pouzdanost sistema, jer u slučaju ispada jednog elektrolizera drugi može nastaviti sa radom. Istovremeno, raspodela opterećenja između više jedinica doprinosi smanjenju habanja opreme i produženju njenog radnog veka.

Rad elektrolizera uslovljen je dostupnošću viškova električne energije, dok je proizvodnja vodonika ograničena kapacitetom skladišta, čime se obezbeđuje kontrolisano upravljanje energetskim tokovima.

1.3.2 Gorivne ćelije Gorivne ćelije predstavljaju komponentu sistema namenjenu proizvodnji električne energije u periodima kada proizvodnja iz OIE nije dovoljna za pokrivanje potrošnje. Njihov rad zasniva se na elektrohemijskoj reakciji vodonika i kiseonika, pri čemu se proizvode električna energija, voda i toplota. U ovom rešenju koristiće se gorivne ćelije sa PEM tehnologijom (PEMFC - *Proton Exchange Membrane Fuel Cell*).

U predloženom sistemu, gorivne ćelije koriste raspoložive količine vodonika iz skladišta za proizvodnju električne energije u periodima deficita, čime doprinose održavanju energetskog balansa i stabilnosti sistema. Kao i kod elektrolizera, otpadna toplota nastala tokom rada gorivnih ćelija može se koristiti u okviru toplotnog podsistema, čime se dodatno povećava ukupna efikasnost sistema.

1.3.3 Skladištenje vodonika Skladištenje vodonika predstavlja važan element sistema koji omogućava vremensko razdvajanje proizvodnje i potrošnje energije. U predloženom konceptu, vodonik proizveden u elektrolizerima skladišti se u rezervoarima pod pritiskom, čime se obezbeđuje njegova dostupnost za kasniju upotrebu.

U okviru ovog rada usvojen je maksimalni kapacitet skladištenja od 3000 kg vodonika, što omogućava određeni nivo autonomije sistema u periodima smanjene proizvodnje iz obnovljivih izvora. Kapacitet skladišta definisan je kao kompromis između tehničkih i ekonomskih ograničenja i potreba sistema. Energetska vrednost ovog skladišta je oko 100 MWh hemijske energije. Rezervoar može biti realizovan pod različitim pritiscima, uključujući i opciju tečnog vodonika. S obzirom na veličinu sistema, skladište može biti realizovano kao podzemno modularno skladište sa 6 rezervoara od po 250 m^3 sa radnim pritiskom do 40 bar.

Rad skladišta tesno je povezan sa radom elektrolizera i gorivnih ćelija. U periodima viška električne energije skladište se puni proizvedenim vodonikom, dok se u periodima deficita vodonik koristi za proizvodnju električne energije. U slučaju da je skladište popunjeno, dalja proizvodnja vodonika se ograničava.

U situacijama kada nije moguće dalje skladištiti energiju u vidu vodonika, raspoloživi viškovi električne energije prvo se usmeravaju ka sistemu toplotnih pumpi, ukoliko postoje dostupni kapaciteti za skladištenje toplote, da bi što više smanjili zavisnost od mreže. U suprotnom, višak energije se predaje javnoj elektrodistributivnoj mreži.

1.4 Zavisnost sistema od mreže

U predloženom konceptu mikromreže, elektroenergetska mreža ima ulogu rezervnog (backup) izvora energije, kako u režimu potrošnje, tako i u režimu predaje viškova energije. Osnovni cilj sistema je maksimalno smanjenje interakcije sa mrežom kroz optimalno korišćenje lokalno proizvedene energije iz OIE i vodoničnih tehnologija.

U režimu povećane potrošnje, primarni izvor električne energije predstavljaju OIE. U slučaju da proizvodnja iz OIE nije dovoljna za pokrivanje potrošnje, aktiviraju se gorivne ćelije koje koriste prethodno uskladišten vodonik. Gorivne ćelije predstavljaju prvi nivo obezbeđenja dodatne energije i u većini slučajeva omogućavaju bilansiranje proizvodnje i potrošnje. Ukoliko ni njihov rad nije dovoljan za pokrivanje ukupnog opterećenja, dolazi do preuzimanja električne energije iz javne mreže.

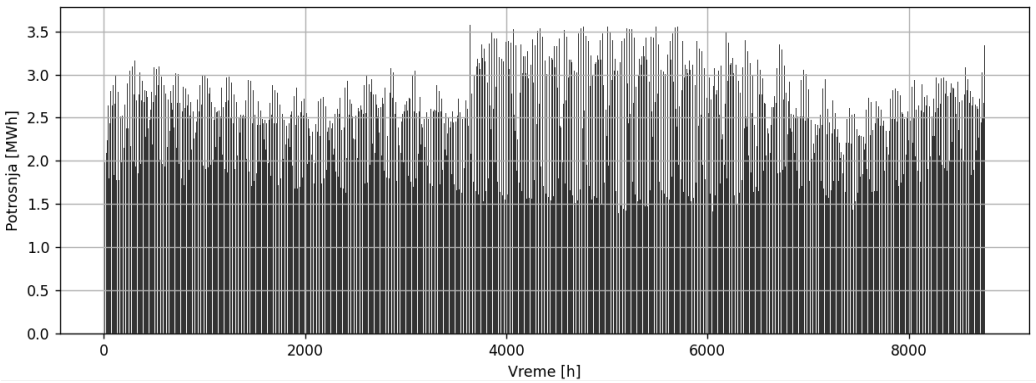
U režimu viškova energije, proizvedena električna energija se primarno koristi za pokrivanje lokalne potrošnje. Preostali višak se, u zavisnosti od režima rada sistema, usmerava ka toplotnim pumpama i elektrolizerima, čime se omogućava skladištenje energije u obliku toplote i vodonika. Tek u situacijama kada su dostignuti maksimalni kapaciteti ovih sistema, preostali višak električne energije se predaje elektroenergetskoj mreži.

Na osnovu navedenog, može se zaključiti da je interakcija sistema sa mrežom svedena na minimum i da se ostvaruje isključivo u graničnim režimima rada. Mreža u ovom konceptu ne predstavlja aktivan element optimizacije, već sigurnosni mehanizam koji omogućava pouzdan rad sistema u svim uslovima.

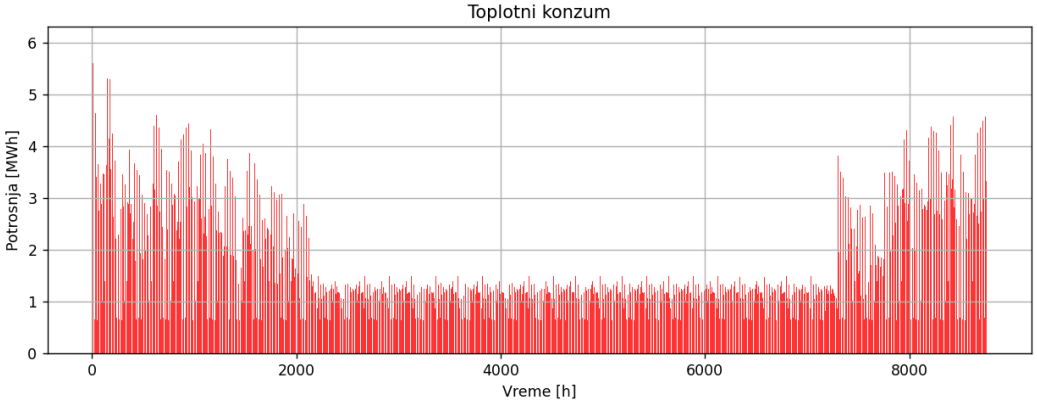
2 ENERGETSKI BILANS

Energetski bilans sistema analiziran je na godišnjem nivou sa ciljem kvantifikacije odnosa između proizvodnje, potrošnje i razmene energije sa elektroenergetskom mrežom. Simulacija je isprogramirana u programskom jeziku Python, odakle su navedeni naredni rezultati i grafici.

Na slici 4 prikazan je dijagram potrošnje električne energije analiziranog tipičnog naselja u regionu južnog Banata sa oko 2000 domaćinstava. Na slici 5 dat je satni profil potrošnje toplotne energije za obezbeđivanje sanitarne tople vode i grejanje za analizirano naselje.



Slika 4: Potrošnja električnog konzuma



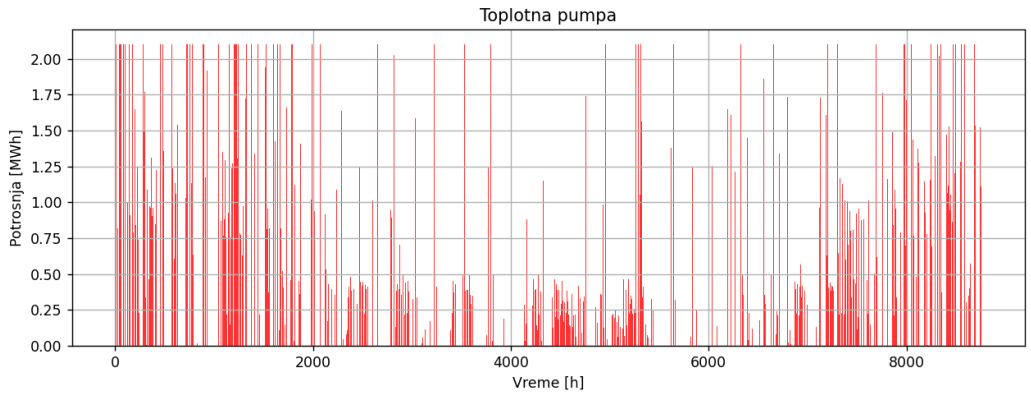
Slika 5: Potrošnja toplotnog konzuma

Ukupna proizvodnja iz OIE definisana je kao zbir proizvodnje vetroelektrana i fotonaponskih sistema:

$$E_{OIE} = E_{vetar} + E_{solar} \tag{5}$$

U posmatranom slučaju, godišnja proizvodnja iznosi približno 35661 MWh, pri čemu vetroelektrane učestvuju sa 24117 MWh, a fotonaponski sistemi sa 11544 MWh. Dominacija vetra u ukupnoj proizvodnji ukazuje na njegov ključni značaj u obezbeđivanju energetske stabilnosti sistema.

Ukupna potrošnja sistema obuhvata električni konzum i potrošnju pomoćnih sistema. Integracijom toplotnih pumpi ukupna potrošnja raste sa 22015 MWh na 25569 MWh, što predstavlja povećanje usled konverzije električne energije u toplotnu i njenog skladištenja. Ova dodatna potrošnja nije gubitak, već mehanizam za povećanje fleksibilnosti sistema jer se toplotne pumpe uključuju u periodima kada je lokalna proizvodnja električne energije veća od potrošnje. Na slikama ispod mogu se videti grafici potrošnje električnog konzuma i toplotnih pumpi u vremenu.



Slika 6: Potrošnja električne energije toplotnih pumpi

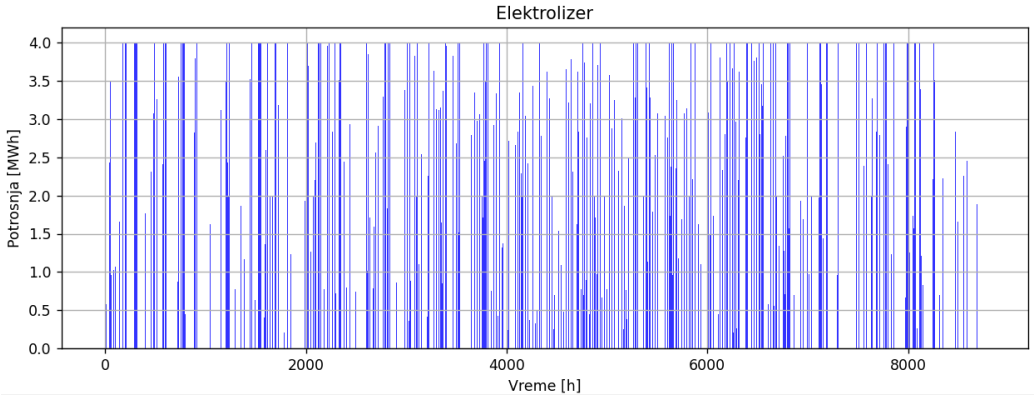
U vodoničnom podsistemu, elektrolizer troši 8953 MWh električne energije za proizvodnju vodonika, dok gorivne ćelije obezbeđuju 3760 MWh električne energije. Električna efikasnost ciklusa procenjuje se kao:

$$\eta_{električni_{ciklus}} = \frac{E_{izH_2}}{E_{elektrolizer}} \approx 42\%\,,$$

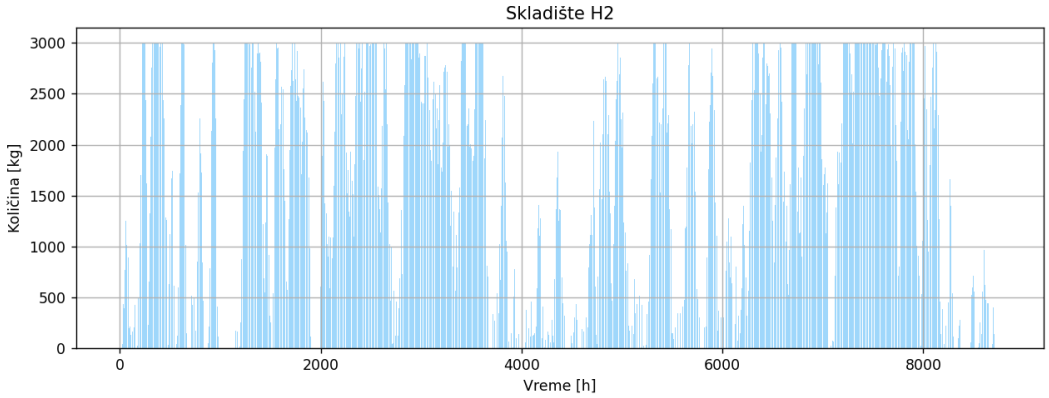
dok je ukupna efikasnost znatno veća zbog činjenice da koristimo i otpadnu toplotu u ciklusu konverzije energije, koja iznosi 3548 MWht. Ukupna efikasnost ciklusa predstavljena je sledećom jednačinom:

$$\eta_{ciklusa} = \frac{E_{izH_2} + E_{\text{iskorišćena otpadna toplota}}}{E_{elektrolizer}} \approx 82\%$$

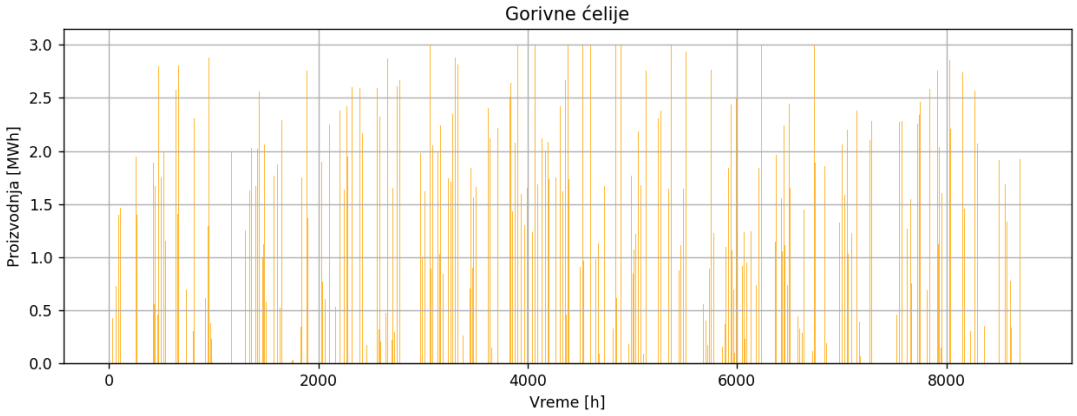
Ovaj rezultat potvrđuje da vodonični sistem funkcioniše primarno kao sredstvo za skladištenje energije, uz očekivane gubitke u procesu konverzije. Na slikama ispod mogu se videti grafici potrošnje elektrolizera, stanje skladišta vodonika i proizvodnje gorivnih ćelija u vremenu.



Slika 7: Potrošnja elektrolizera



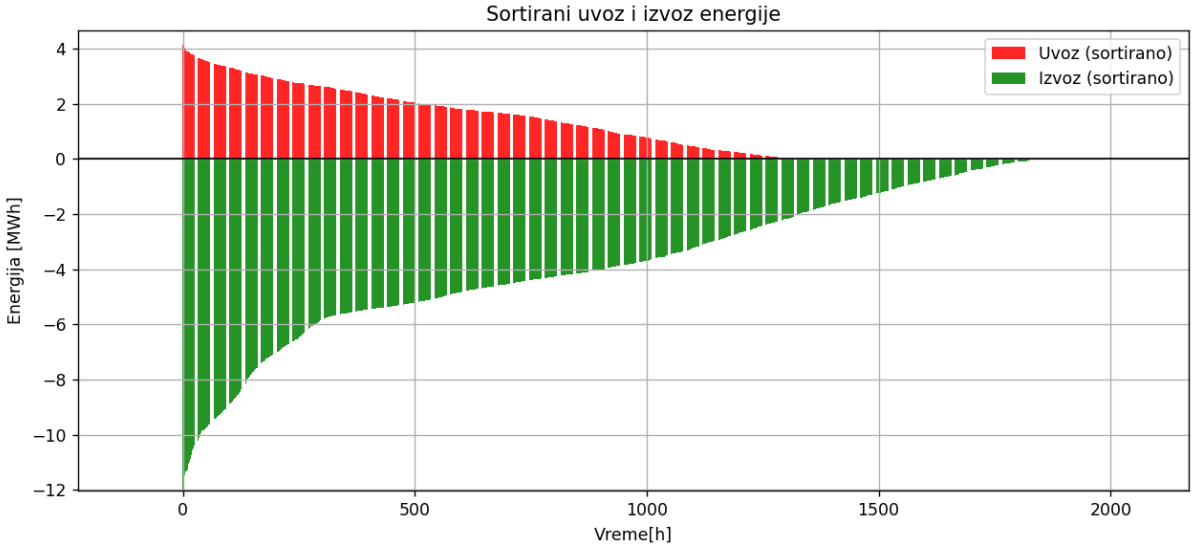
Slika 8: Skladište vodonika



Slika 9: Proizvodnja gorivnih ćelija

Razmena energije sa mrežom karakterisana je ograničenim uvozom i značajnim izvozom. Tokom godine, iz mreže je preuzeto 2249 MWh, dok je u mrežu predato 7148 MWh. Sistem stoga ostvaruje neto višak proizvodnje, pri čemu se mreža koristi isključivo u graničnim režimima rada. Na slikama ispod prikazini su grafici prodaje i kupovine iz mreže.

Slika 10: Kupovina(uvoz) i prodaja(izvoz) energije u mrežu



Slika 11: Histogram prodaje(izvoza) i kupovine(uvoza) energije u mrežu

Koeficijent performansi se može definisati kao odnos korisne i ukupno uložene električne energije u sistem:

$$\eta = \frac{E_{korisno}}{E_{uloženo}} \cdot 100\% = 114.4\%, \tag{6}$$

$$E_{korisno} = E_{toplotni_{konzum}} + E_{električni_{konzum}} + E_{prodaja}\,, \quad E_{uloženo} = E_{\text{OIE}} + E_{\text{kupovina}} \tag{7}$$

Stepen energetske zavisnosti sistema može se definisati na osnovu udela energije preuzete iz elektroenergetske mreže u ukupnoj potrošnji sistema:

$$\gamma = \frac{E_{kupovina}}{E_{toplotni_{konzum}} + E_{električni_{konzum}}} \cdot 100\% = 8{,}8\% \tag{8}$$

U posmatranom slučaju, dobijena vrednost iznosi približno 8,8%, što ukazuje na nizak stepen energetske zavisnosti sistema i ograničenu potrebu za preuzimanjem energije iz elektroenergetske mreže. Dobijeni rezultat potvrđuje efikasnost integracije obnovljivih izvora, vodoničnog sistema i toplotnog skladišta u obezbeđivanju

pouzdanog rada sistema. Dodatno smanjenje stepena energetske zavisnosti moguće je kroz optimizaciju kapaciteta skladišta energije i unapređenje upravljačkih strategija sistema. Takođe, potencijalno unapređenje sistema može se ostvariti implementacijom baterijskog skladišta energije, čime bi se dodatno smanjila potreba za razmenom energije sa mrežom, dok se detaljna analiza ovog rešenja ostavlja za buduća istraživanja.

3 EKOLOŠKA ANALIZA

Osnovni ekološki značaj izgradnje energetski samoodrživih mikromreža je rešavanje problema lokalnog zagađenja vazduha, koji u velikoj meri potiče od malih ložišta. Predloženim rešenjem bi se u potpunosti izvršila elektrifikacija grejanja. Osim lokalnih efekata, predloženi sistem bi imao značajne efekte na smanjenje emisije ugljen-dioksida (CO_2).

Emisije ugljen-dioksida u posmatranom sistemu nastaju isključivo usled preuzimanja električne energije iz elektroenergetske mreže.

Za potrebe procene emisija usvojen je prosečan emisioni faktor elektroenergetskog miksa [11]:

$$\epsilon_{CO_2} = 1 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Ukupna emisija CO_2 određena je kao proizvod ukupne preuzete energije iz mreže i emisionog faktora:

$$E_{CO_2} = E_{\text{kupovina}} \cdot \epsilon_{CO_2} \tag{9}$$

Na osnovu rezultata simulacije, ukupna količina energije preuzete iz mreže iznosi:

$$E_{\text{kupovina}} = 2249 \text{ MWh}$$

odakle sledi da ukupne emisije CO_2 u posmatranom sistemu iznose približno:

$$E_{CO_2} \approx 2249 \text{ tCO}_2$$

Radi poređenja, razmatran je referentni scenario u kome bi celokupna potrošnja sistema bila pokrivena električnom energijom iz mreže. U tom slučaju, emisije CO_2 bi iznosile:

$$E_{CO_2}^{\text{ref}} = E_{\text{potrošnja}} \cdot \epsilon_{CO_2} \tag{10}$$

gde ukupna potrošnja sistema iznosi:

$$E_{\text{potrošnja}} = 26752 \text{ MWh}$$

što daje:

$$E_{CO_2}^{\text{ref}} = 26752 \text{ tCO}_2$$

Na osnovu dobijenih rezultata, ukupno smanjenje emisija CO_2 ostvareno primenom predloženog sistema iznosi:

$$\Delta E_{CO_2} = E_{CO_2}^{\text{ref}} - E_{CO_2} \approx 24503 \text{ tCO}_2 \tag{11}$$

što predstavlja približno:

$$91{,}59\% \text{ smanjenja emisija}$$

Ovaj rezultat potvrđuje značajan ekološki doprinos integracije obnovljivih izvora energije i vodoničnih tehnologija.

3.1 Troškovi emisija CO_2

Iako trenutna cena emisija GHG u Republici Srbiji iznosi približno 4 EUR/tCO_2, u ovoj analizi usvojena je referentna vrednost EU ETS sistema od 80 EUR/tCO_2. Razlog za to je očekivano usklađivanje domaćeg tržišta sa evropskim regulativama usled primene CBAM mehanizma i buduće integracije tržišta emisija sa EU sistemom:

$$c_{CO_2} = 80\ €/\mathrm{tCO_2}$$

Ukupni trošak emisija za posmatrani sistem iznosi:

$$C_{CO_2} = E_{CO_2} \cdot c_{CO_2} \approx 179\,920\ € \tag{12}$$

Za referentni scenario:

$$C_{CO_2}^{\mathrm{ref}} \approx 2\,140\,160\ €$$

Na osnovu toga, ostvarena ušteda u troškovima emisija iznosi:

$$\Delta C_{CO_2} \approx 1.96 \text{ miliona } €$$

Dobijeni rezultati ukazuju da primena integrisanog energetskog sistema zasnovanog na obnovljivim izvorima energije, vodoničnim tehnologijama i toplotnim skladištima omogućava značajno smanjenje emisija CO_2 u odnosu na konvencionalne sisteme. Emisije su svedene na minimum i vezane su isključivo za povremeno preuzimanje energije iz mreže.

Pored ekoloških benefita, ostvaruju se i značajne ekonomske uštede usled smanjenja troškova emisija CO_2, što dodatno potvrđuje održivost i perspektivu ovakvih sistema u budućem razvoju energetike.

4 ZAKLJUČAK

Na osnovu sprovedene analize i simulacije rada predloženog energetskog sistema može se zaključiti da koncept energetski nezavisnih mikromreža zasnovanih na OIE i vodoničnim tehnologijama predstavlja realan i perspektivan model za budući razvoj urbanih energetskih sistema.

Dobijeni rezultati pokazuju da posmatrani sistem ostvaruje visok stepen energetske nezavisnosti, pri čemu je udeo energije preuzete iz elektroenergetske mreže minimalan i javlja se isključivo u graničnim režimima rada. Na taj način, mreža ne predstavlja primarni izvor snabdevanja, već sigurnosni mehanizam koji obezbeđuje pouzdanost sistema napajanja u ekstremnim uslovima. Za analizirano realno naselje u Južnom Banatu proračuni pokazuju da lokalno generisanje električne energije iz vetroelektrane i fotonaponskih sistema može pokriti električnu potrošnju 74%, oko 9% preuzeto je iz javne distributivne mreže, dok je ostatak nadoknađen gorivnim ćelijama. Pored snabdevanja potrošnje električne energije, ovi izvori omogućavaju 100% snabdevanje konzuma toplotnom energijom.

Istovremeno, analiza je pokazala da sistem ostvaruje značajne viškove električne energije, koji se u postojećem konceptu delimično predaju elektroenergetskoj mreži. Međutim, ovi viškovi predstavljaju značajan potencijal za dalju optimizaciju sistema. Njihovim dodatnim iskorišćenjem unutar mikromreže, kroz unapređenje upravljačkih strategija ili implementaciju dodatnih skladišnih kapaciteta, poput baterijskih sistema, moguće je dodatno smanjiti razmenu energije sa mrežom i praktično ostvariti potpunu energetsku nezavisnost.

Poseban značaj predloženog sistema ogleda se u njegovom ekološkom aspektu. Integracijom obnovljivih izvora energije i vodoničnih tehnologija ostvaruje se drastično smanjenje emisija štetnih gasova, u odnosu na konvencionalne energetske sisteme zasnovane na fosilnim gorivima. U uslovima izraženog zagađenja vazduha u urbanim sredinama, kakav je slučaj u regionu Srbije, ovakav pristup predstavlja značajan korak ka unapređenju kvaliteta životne sredine i zdravlja stanovništva.

Pored direktnih ekoloških koristi, sistem donosi i značajne ekonomske benefite kroz smanjenje troškova emisija CO_2, koji postaju sve relevantniji usled uvođenja mehanizama određivanja cene ugljenika, kao što su sistemi trgovine emisijama i karbonske dažbine. Imajući u vidu trendove energetske tranzicije i regulatorne promene,

može se očekivati da će ovi troškovi u budućnosti imati još veći uticaj na energetsku politiku i ekonomsku održivost sistema.

Predloženi koncept mikromreže doprinosi i razvoju održivih i žilavih energetskih sistema, smanjujući zavisnost od centralizovanih izvora energije i povećavajući fleksibilnost u upravljanju energetskim tokovima. Time se otvara mogućnost razvoja gradova koji nisu samo energetski efikasni, već i ekološki prihvatljivi i dugoročno održivi.

Na osnovu svega navedenog može se zaključiti da energetski nezavisni gradovi, zasnovani na integraciji OIE, vodoničnih tehnologija i sistema za skladištenje energije, predstavljaju jedan od ključnih pravaca razvoja savremene energetike, sa značajnim benefitima kako za energetski sistem, tako i za društvo u celini.

Ova analiza nije obuhvatila ekonomski aspekt, s obzirom na to da su vodonične tehnologije još uvek u razvoju i njihova komercijalna ponuda je ograničena. Osnovni cilj rada je sagledavanje tehničkih preduslova realizacije ovakvih sistema kao potencijalnog strateškog pravca razvoja energetike.

Acknowledgements: This work was supported by the CAS ANSO Co-funding Research Project, Grant No. CAS-ANSO-CFRP-2024-02.

LITERATURA

[1] European Commission. (n.d.). *European Green Deal*. Retrieved from https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal
[2] Council of the European Union. (n.d.). *Fit for 55*. Retrieved from https://www.consilium.europa.eu/en/policies/fit-for-55/
[3] International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2023*, Paris, France, 2023.
[4] European Commission, Joint Research Centre. (n.d.). *PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System*. Retrieved from https://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/
[5] Fraunhofer ISE. (2023). *Photovoltaics Report*. Freiburg, Germany.
[6] T. Wang, X. Cao and L. Jiao, "PEM water electrolysis for hydrogen production: fundamentals, advances, and prospects," *Carbon Neutrality*, vol. 1, no. 21, 2022.
[7] EG&G Technical Services, Inc., "Fuel Cell Handbook," 7th ed., U.S. Department of Energy, 2004.
[8] I. Dincer and C. Acar, "Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 34, pp. 11094–11111, 2015.
[9] A. M. V. Vives et al., "Techno-economic analysis of large-scale green hydrogen production with waste heat recovery," *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023.
[10] P. Ahmadi, I. Dincer and M. A. Rosen, "Exergy analysis and multi-objective optimization of a novel integrated PEM fuel cell based CHP system," *Energy*, vol. 44, no. 1, pp. 124–132, 2012.
[11] Jovan Mikulović i Željko Đurišić, *Solarna energetika*, Akademska misao, Beograd, 2019.
[12] Ember, *EU ETS carbon price tracker*. Dostupno na: https://ember-energy.org/data/european-electricity-prices-and-costs/

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R4-08

PRIMJENA V2G TEHNOLOGIJE ZA POBOLJŠANJE NAPONSKE STABILNOSTI I KVALITETE ELEKTRIČNE ENERGIJE U DISTRIBUTIVNOJ MREŽI

APPLICATION OF V2G TECHNOLOGY TO ENHANCE VOLTAGE STABILITY AND POWER QUALITY IN DISTRIBUTION NETWORKS

Adin MEMIĆ, Univerzitet u Sarajevu – Elektrotehnički fakultet, BiH*
Nedis DAUTBAŠIĆ, Univerzitet u Sarajevu – Elektrotehnički fakultet, BiH
Maja MUFTIĆ DEDOVIĆ, Univerzitet u Sarajevu – Elektrotehnički fakultet, BiH
Adnan MUJEZINOVIĆ, Univerzitet u Sarajevu – Elektrotehnički fakultet, BiH
Ajdin ALIHODŽIĆ, Univerzitet u Sarajevu – Elektrotehnički fakultet, BiH
Zijad BAJRAMOVIĆ, Univerzitet u Sarajevu – Elektrotehnički fakultet, BiH

KRATAK SADRŽAJ

Ubrzani razvoj elektromobilnosti i porast broja punionica elektromobila predstavljaju značajan izazov za distributivne mreže. U radu su predstavljene osnovne karakteristike i režimi rada punionica elektromobila, kao i njihov uticaj na pouzdanost i stabilnost distributivne mreže. Zatim je analizirana primjena Vehicle-to-Grid (V2G) tehnologije koja omogućava korištenje baterija elektromobila kao distribuiranih sistema za skladištenje energije u distributivnoj mreži. Pametno upravljanje i V2G režim rada pokazani su kao efikasni pristupi za smanjenje vršnog opterećenja i poboljšanje kvalitete električne energije.

Ključne reči: elektromobilnost, distributivne mreže, V2G tehnologija, sistem za skladištenje energije, kvaliteta električne energije

ABSTRACT

The rapid development of electromobility and the increasing deployment of electric vehicle charging stations pose significant challenges to distribution networks. This paper examines the fundamental characteristics and operating modes of electric vehicle charging stations and evaluates their impact on the reliability and stability of the distribution network. Furthermore, the application of Vehicle-to-Grid (V2G) technology is investigated, enabling electric vehicle batteries to function as distributed energy storage systems. Smart charging strategies and V2G operating modes are demonstrated as effective approaches for peak load reduction and improvement of power quality.

Keywords: electromobility, distribution networks, V2G technology, energy storage systems, power quality

UVOD

Savremeni razvoj elektroenergetskih mreža obilježen je intenzivnom integracijom obnovljivih izvora energije, digitalizacijom mreže i ubrzanom elektrifikacijom transportnog sektora. Jedan od ključnih elemenata ove transformacije predstavlja elektromobilnost, odnosno sve veći broj elektromobila i infrastrukture za njihovo punjenje. Globalna politika smanjenja emisija CO_2 i povećanja energetske efikasnosti značajno je ubrzala razvoj elektromobila, što je dovelo do njihove sve veće zastupljenosti u savremenim elektroenergetskim mrežama. Međutim, masovna integracija punionica elektromobila istovremeno predstavlja i novi izazov za rad distributivnih mreža, prvenstveno zbog povećanja vršnog opterećenja, promjena u naponskom profilu i potencijalnog pogoršanja kvalitete električne energije [1-3].

* Adin Memić amemic1@etf.unsa.ba; Nedis Dautbašić nd15231@etf.unsa.ba; Maja Muftić Dedović maja.muftic-dedovic@etf.unsa.ba; Adnan Mujezinović adnan.mujezinovic@etf.unsa.ba; Ajdin Alihodžić ajdin.alihodzic@etf.unsa.ba; Zijad Bajramović zbajramovic@etf.unsa.ba

Povećanje broja elektromobila i punionica može dovesti do značajnih promjena u režimima rada distributivne mreže. Nekontrolisano ili simultano punjenje velikog broja elektromobila može uzrokovati povećanje opterećenja transformatora i vodova, povećanje gubitaka električne energije te odstupanja napona od dozvoljenih granica. Pored toga, savremeni punjači elektromobila predstavljaju nelinearne potrošače koji mogu generisati harmonike i negativno utjecati na kvalitetu električne energije u mreži. Zbog toga je potrebno razviti nove strategije upravljanja punjenjem elektromobila kako bi se obezbijedio stabilan i pouzdan rad distributivnih mreža [4-5].

Jedan od najperspektivnijih koncepata za rješavanje navedenih izazova jeste primjena V2G tehnologije [2, 6]. Ovaj koncept omogućava dvosmjernu razmjenu energije između elektromobila i elektroenergetske mreže, gdje se baterije elektromobila mogu koristiti kao distribuirani sistemi za skladištenje energije. U V2G režimu rada elektromobili mogu preuzimati energiju iz mreže u periodima niskog opterećenja, dok u periodima vršnog opterećenja mogu vraćati energiju nazad u mrežu. Na taj način elektromobili ne predstavljaju samo potrošače energije već i fleksibilne resurse koji mogu doprinijeti stabilnosti elektroenergetske mreže [7-9].

Agregacijom velikog broja elektromobila moguće je formirati značajan distributivni kapacitet za skladištenje energije, koji može pružiti različite pomoćne usluge elektroenergetskoj mreži, kao što su regulacija frekvencije, regulacija napona, smanjenje vršnog opterećenja i podrška integraciji obnovljivih izvora energije [10]. Poseban značaj V2G tehnologije ogleda se u mogućnosti ublažavanja varijabilnosti proizvodnje iz obnovljivih izvora, kao što su fotonaponske elektrane i vjetroelektrane, čime se povećava fleksibilnost i pouzdanost elektroenergetske mreže [11-12].

U naučnoj literaturi prisutan je značajan broj studija koje razmatraju tehničke, ekonomske i operativne aspekte integracije V2G tehnologije u elektroenergetske mreže. Posebna pažnja posvećena je razvoju bidirekcionih pretvarača, strategijama pametnog punjenja, optimizaciji upravljanja energijom i analizi uticaja na stabilnost mreže. Rezultati ovih istraživanja pokazuju da pravilno upravljanje punjenjem i pražnjenjem baterija elektromobila može značajno doprinijeti smanjenju vršnog opterećenja, poboljšanju naponskog profila, smanjenju ukupnih gubitaka i povećanju efikasnosti elektroenergetskih mreža [13-15].

S obzirom na navedene prednosti, V2G tehnologija se sve više posmatra kao važan element budućih pametnih mreža. U ovom radu analizirana je primjena V2G tehnologije u distributivnim mrežama sa ciljem poboljšanja naponske stabilnosti i kvalitete električne energije. Posebna pažnja posvećena je efektima dvosmjernog toka energije na regulaciju napona i smanjenje fluktuacija uzrokovanih promjenjivim opterećenjima i obnovljivim izvorima.

1 UTJECAJ PUNIONICA ELEKTROMOBILA NA DISTRIBUTIVNU MREŽU

Integracija infrastrukture za punjenje elektromobila donosi nove izazove u pogledu upravljanja opterećenjem, održavanja stabilnosti napona i očuvanja kvalitete električne energije [16-17]. Zbog toga je potrebno detaljno analizirati osnovne karakteristike i režime rada punionica, kao i njihov utjecaj na pouzdanost i stabilnost distributivnih mreža. U ovom poglavlju su predstavljene osnovne karakteristike režima rada punionica elektromobila i analiziran je njihov potencijalni utjecaj na rad distributivne mreže, posebno u kontekstu stabilnosti i pouzdanosti mreže.

1.1 Osnovne karakteristike režima rada punionica elektromobila

Punionice elektromobila mogu raditi u različitim režimima, uključujući sporo punjenje naizmjeničnim (AC) punjačima, brzo punjenje i ultra-brzo punjenje istosmjernim (DC) punjačima. Svaki od ovih režima ima specifične zahtjeve u pogledu snage i karakteristika opterećenja. Veliki broj punionica u jednoj mrežnoj zoni može uzrokovati povećanje vršnog opterećenja transformatora i vodova. Moguća su četiri različita načina punjenja elektromobila za koje je prema IEC 61851 potrebno osigurati odgovarajuću infrastrukturu [18-24]:

- Mod 1 – Punjenje iz standardne kućne utičnice: Baterija elektromobila se puni direktno iz obične jednofazne ili trofazne kućne utičnice, bez ikakve specijalizovane komunikacije između vozila i napojne tačke. U ovom režimu punjenja ne postoje dodatni zaštitni ili upravljački sistemi, a AC/DC pretvaranje električne energije se vrši isključivo unutar vozila. Ovaj način punjenja karakteriše niska snaga, što rezultira dužim vremenom punjenja, ali pruža jednostavnu i lako dostupnu opciju za domaću upotrebu. Tipične snage punjenja kreću se do približno 3.7 kW, pri čemu ovaj režim ne zahtijeva posebnu infrastrukturu, ali zbog dugog trajanja punjenja nije pogodan za intenzivniju svakodnevnu upotrebu.
- Mod 2 – Punjenje uz integrisani kontrolni kabel (ICCB): Punjenje se izvodi putem standardne utičnice, ali sa posebnim kablom koji sadrži integrisani kontrolni i zaštitni uređaj. Ovaj uređaj omogućava komunikaciju između vozila i kabla, nadzor toka struje i implementaciju osnovnih sigurnosnih funkcija,

dok AC/DC pretvaranje i dalje ostaje u vozilu. Snaga punjenja je najčešće u opsegu od 3.7 kW do 7.4 kW, dok integrisani zaštitni uređaj omogućava sigurniji rad i smanjuje rizik od preopterećenja instalacije.

- Mod 3 – Punjenje putem namjenske AC stanice: Električna energija se isporučuje kroz specijalizovanu višepinsku utičnicu koja omogućava dvosmjernu komunikaciju između vozila i stanice. AC punionica obezbjeđuje napredne zaštitne i kontrolne funkcije, uključujući regulaciju struje, nadzor temperature i koordinaciju naponskih parametara, dok se pretvaranje AC/DC i dalje vrši unutar vozila. Ovaj mod omogućava znatno veće brzine punjenja u odnosu na kućne utičnice, uz očuvanje visokih sigurnosnih standarda. Ovaj režim omogućava punjenje snagama od približno 7.4 kW do 22 kW i zahtijeva namjensku infrastrukturu sa komunikacijskim i zaštitnim funkcijama.
- Mod 4 – Brzo DC punjenje: Koristi specijalizovane stanice za brzo punjenje koje direktno isporučuju DC struju u bateriju elektromobila. U ovom režimu uređaj za pretvaranje AC/DC se nalazi u stanici, što omogućava znatno veće brzine punjenja u poređenju sa AC režimima. Stanica upravlja zaštitom, komunikacijom i kontrolom punjenja, čime se postižu visoka efikasnost i sigurnost procesa, posebno kod vozila sa velikim kapacitetom baterija. Pored povećanja opterećenja, punionice mogu uzrokovati pojavu harmonika i degradaciju faktora snage, što se negativno odražava na kvalitetu električne energije. Zbog toga je neophodno razviti strategije upravljanja punjenjem koje će omogućiti optimalnu integraciju elektromobilnosti u postojeću infrastrukturu. Snage DC brzog punjenja najčešće se kreću od 50 kW do nekoliko stotina kW, zbog čega ovaj režim postavlja značajne zahtjeve u pogledu priključne snage i stabilnosti distributivne mreže.

Za implementaciju V2G tehnologije koriste se Mod 3 i Mod 4 punjenja, jer oni omogućavaju dvosmjernu komunikaciju i kontrolu toka energije između vozila i punjača. Mod 3 može podržati V2G u AC punjenju putem specijalizovanih punionica sa koordiniranim upravljanjem, dok Mod 4 omogućava potpunu V2G funkcionalnost pri DC brzom punjenju, pod uslovom da elektromobil i punionica podržavaju standarde koji omogućavaju bidirekcijski tok energije.

1.2 Utjecaj punionica elektromobila na pouzdanost i stabilnost distributivne mreže

Povećana penetracija punionica elektromobila u distributivne mreže ima značajan utjecaj na pouzdanost i stabilnost elektroenergetske mreže. Veliki broj istovremenih punjenja, posebno pri vršnom opterećenju, može izazvati povećane fluktuacije napona i povećanje opterećenja transformatora. Dalje, distributivne mreže posebno su osjetljive na nagle promjene opterećenja uzrokovane brzom izmjenom režima punjenja [25-26].

Integracija inteligentnih punionica sa funkcijama balansiranja opterećenja i upravljanja punjenjem omogućava ublažavanje negativnih utjecaja na mrežu. Napredni sistemi za upravljanje punjenjem mogu optimizirati tokove snage i poboljšati efikasnost mreže [27]. Punjenje velikog broja elektromobila istovremeno u istoj trafostanici može izazvati povećanje harmonijskih izobličenja, što dodatno opterećuje mrežne elemente i može smanjiti životni vijek transformatora i kablova. S druge strane, V2G tehnologija omogućava tok energije iz baterija elektromobila prema mreži, što je posebno značajno u periodu vršnog opterećenja jer dovodi do poboljšanja naponske stabilnosti i energetske efikasnosti mreže. Pored toga, V2G tehnologija pruža usluge sekundarne regulacije napona i frekvencije u distributivnoj mreži [28].

Pravilno planiranje i postavljanje punionica, u kombinaciji s nadzorom mreže u realnom vremenu, ključno je za očuvanje stabilnosti i smanjenje rizika od preopterećenja. Razvoj regulacijskih standarda i smjernica za integraciju punionica elektromobila u distributivne mreže predstavlja strateški korak prema održivoj elektrifikaciji transporta [29-30]. Za razliku od toga, neadekvatno upravljanje punjenjem može stvoriti nove izazove za elektroenergetsku mrežu, uključujući povećane fluktuacije napona, nelinearnu potrošnju i potencijalne sigurnosne rizike [31].

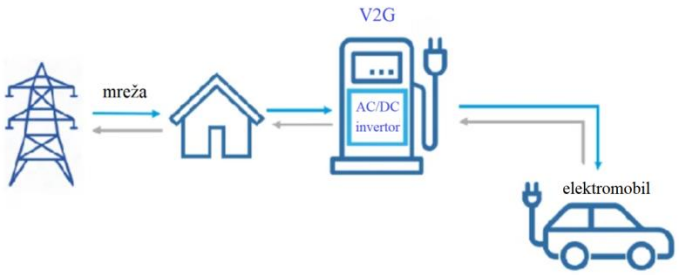
2 V2G TEHNOLOGIJA

V2G tehnologija predstavlja koncept dvosmjerne interakcije između elektromobila i distributivne mreže. Ova tehnologija omogućava korištenje baterija elektromobila za podršku mreži u periodima vršnog opterećenja, stabilizaciji napona i frekvencije te pružanje pomoćnih usluga. Integracija V2G tehnologije ima potencijal da poveća fleksibilnost distributivne mreže, smanji operativne troškove i podrži integraciju obnovljivih izvora energije [6, 32]. V2G sistemi se oslanjaju na napredne komunikacijske protokole koji omogućavaju razmjenu podataka o stanju napunjenosti baterije, raspoloživosti elektromobila, cijenama električne energije i zahtjevima mreže. Na osnovu tih informacija, sistem donosi odluke o optimalnom trenutku punjenja ili isporuke energije, uz očuvanje korisničkih potreba i životnog vijeka baterije. Pored tehničkih aspekata, V2G ima i značajan ekonomski

potencijal jer vlasnici elektromobila mogu ostvariti finansijsku korist učešćem u programima podrške mreži, dok operatori sistema dobijaju dodatni alat za upravljanje potrošnjom i proizvodnjom električne energije [9, 33-34].

2.1 Princip rada V2G tehnologije

V2G sistem funkcioniše tako da elektromobil može isporučivati energiju natrag u mrežu kroz kontrolisani dvosmjerni punjač. Komunikacioni interfejs između vozila i stanice za punjenje omogućava razmjenu podataka o stanju baterije, maksimalnoj snazi punjenja i trenutnim potrebama mreže. Na taj način, elektromobil sudjeluje u balansiranju opterećenja i smanjenju vršnog opterećenja, pri čemu je važno da se minimizira utjecaj takvog rada na životni vijek baterije [12-13]. Na slici 1. je prikazan prijenos energije između elektromobila i mreže V2G tehnologijom, odnosno osnovni koncept na kojem se zasniva V2G tehnologija.



Slika 1. Osnovni koncept V2G tehnologije

Osnovu V2G sistema čine elektromobil sa baterijom, dvosmjerni punjač (AC/DC ili DC/DC pretvarač), komunikaciona infrastruktura i upravljački algoritmi koji omogućavaju koordinaciju između elektromobila, vlasnika elektromobila i distributivne mreže. Dvosmjerni punjač ima ključnu ulogu jer omogućava promjenu smjera toka energije, odnosno rad u režimu punjenja i pražnjenja [35].

2.2 Ekonomski i tehnički izazovi implementacije V2G tehnologije

Iako V2G nudi brojne prednosti, postoje značajni izazovi u implementaciji. Tehnički izazovi uključuju standardizaciju komunikacijskih protokola, optimizaciju upravljanja stanjem baterija, te minimalizaciju utjecaja na životni vijek baterija. Životni vijek baterije direktno zavisi od dubine pražnjenja, broja ciklusa punjenja i pražnjenja, temperature rada i maksimalne snage punjenja. Često potpuno pražnjenje baterije i rad pri visokim snagama mogu ubrzati degradaciju baterijskih ćelija i smanjiti raspoloživi kapacitet baterije tokom vremena. Zbog toga optimizovano upravljanje stanjem baterije podrazumijeva kontrolu dubine pražnjenja, ograničavanje broja ciklusa punjenja i pražnjenja, održavanje stanja napunjenosti baterije unutar sigurnih granica i prilagođavanje režima rada trenutnim potrebama distributivne mreže i korisnika elektromobila. Ekonomski izazovi odnose se na troškove dvosmjernih punionica, cijene električne energije i modela naknada za pružene pomoćne usluge. Regulativa i poticaji igraju ključnu ulogu u širenju V2G infrastrukture.

Efikasno funkcionisanje V2G sistema zahtijeva kontinuiranu razmjenu podataka između elektromobila, punjača i mreže, uključujući informacije o stanju napunjenosti baterije, dostupnosti elektromobila, tarifama električne energije i zahtjevima mreže. Ovi sistemi moraju biti pouzdani, sigurni i skalabilni kako bi se omogućila masovna primjena V2G koncepta. Posebna pažnja posvećuje se i utjecaju V2G režima rada na životni vijek baterije. Iako savremeni sistemi upravljanja baterijama mogu ograničiti dubinu pražnjenja i broj ciklusa, učestalo punjenje i pražnjenje može imati dugoročne efekte na degradaciju baterije. Zbog toga je neophodno pažljivo balansirati tehničke zahtjeve mreže sa interesima vlasnika elektromobila [13, 36].

Komercijalizacija V2G tehnologije označava prelazak ovog koncepta iz istraživačkih i pilot-faza u realnu tržišnu primjenu. Iako je V2G dugo bio predmet eksperimentalnih projekata, posljednjih nekoliko godina zabilježeni su konkretni primjeri njegove praktične i ekonomski održive primjene. Ovi primjeri potvrđuju da V2G više nije isključivo teorijski koncept, već tehnologija sa stvarnim tržišnim potencijalom [34, 37-39]. Prvi značajniji projekti komercijalne primjene V2G tehnologije realizovani su u Japanu, gdje je CHAdeMO standard omogućio bidirekcijski tok energije između elektromobila i mreže. Pored Japana, pilot i komercijalni V2G projekti razvijeni su i u Nizozemskoj, Velikoj Britaniji, Danskoj i Sjedinjenim Američkim Državama, uglavnom u okviru pametnih mreža i integracije obnovljivih izvora energije.

2.3 Bidirekcijski punjači i pretvarači

Bidirekcijski punjači predstavljaju ključnu komponentu V2G sistema, omogućavajući dvosmjernu razmjenu energije između elektromobila i elektroenergetske mreže. Tokom punjenja, energija se pretvara iz AC u DC, dok se tokom pražnjenja baterije energija vraća iz DC u AC, kompatibilnu s mrežom. Precizna sinhronizacija se postiže pomoću odgovarajućih kontrolera, što osigurava stabilnu i sigurnu isporuku energije u mrežu, te smanjuje rizik od harmonijskih izobličenja i naponskih fluktuacija [40-41, 44]. Pored toga, moderni inverteri podržavaju upravljanje snagom i optimizaciju stanja baterija, čime se minimizira degradacija i produžava životni vijek baterije. Efikasnost i pouzdanost bidirekcijskih uređaja direktno utječe na performanse V2G modela, što se dalje odražava na kvalitetu električne energije u mreži [7, 14].

CHAdeMO standard trenutno predstavlja najrasprostranjenije rješenje za komercijalne V2G aplikacije zbog podrške bidirekcijskom toku energije. Standard definiše komunikaciju između vozila i punjača putem odgovarajućeg protokola, čime se omogućava kontrola procesa punjenja, nadzor napona, struje i temperature baterije. Pored CHAdeMO standarda, standard kombiniranog sistema punjenja, u kombinaciji sa ISO 15118-20 specifikacijom, predstavlja budućnost V2G tehnologije zbog svoje globalne interoperabilnosti i podrške dvosmjernom toku energije [45]. Ovaj standard kombinuje dva načina punjenja u jednom konektoru, standardni AC priključak za sporo punjenje sa dodatnim kontaktima za brzo DC punjenje [42-43].

2.4 Komunikacijski protokoli u V2G tehnologiji

Efikasno i sigurno funkcionisanje V2G tehnologije zahtijeva pouzdanu razmjenu informacija između elektromobila, punjača, agregatora i operatora mreže. Komunikacijski protokoli omogućavaju prijenos podataka o stanju baterije, trenutnoj snazi, tarifama električne energije i zahtjevima mreže, čime se omogućava koordinisano i optimizovano punjenje ili pražnjenje baterije elektromobila [27]. Za funkcionalnost V2G tehnologije najvažniji su sljedeći protokoli:

- ISO 15118 koji definiše standardiziranu komunikaciju između elektromobila i punionice, uključujući automatizirano punjenje, funkcionalnost priključenja i punjenja te dvosmjerni tok energije. Verzija ISO 15118-20 omogućava interoperabilnost različitih proizvođača i postavlja temelje za masovnu primjenu V2G tehnologije [42].
- Open Charge Point Protocol (OCPP) koji omogućava komunikaciju između punionica i centralnih serverskih sistema. Ovaj protokol podržava daljinsko upravljanje punjenjem, nadzor statusa punionica i integraciju elektromobila u V2G modele preko agregatora, što povećava fleksibilnost i efikasnost mreže [45].

Integracija V2G tehnologije sa SCADA sistemima omogućava operatorima mreže da koriste baterije elektromobila za regulaciju frekvencije, napona i balansiranje opterećenja. Agregatori funkcionišu kao posrednici, objedinjujući veliki broj elektromobila i omogućavajući njihovo koordinisano uključivanje u elektroenergetsku mrežu, čime se povećava pouzdanost i stabilnost distributivne mreže [7, 27].

3 PAMETNO UPRAVLJANJE I V2G SISTEM

Funkcionisanje V2G sistema u praksi zasniva se na inteligentnom i automatizovanom upravljanju tokovima energije između elektromobila i elektroenergetske mreže. Odluke o punjenju ili pražnjenju baterije elektromobila donose se na osnovu više faktora, uključujući trenutno stanje napunjenosti baterije, minimalnu napunjenost baterije potrebnu za narednu vožnju, trenutno opterećenje distributivne mreže, vrijednosti napona i frekvencije u mreži, raspoloživost energije iz obnovljivih izvora i važeće tarife električne energije.

3.1 Tokovi energije u V2G sistemu

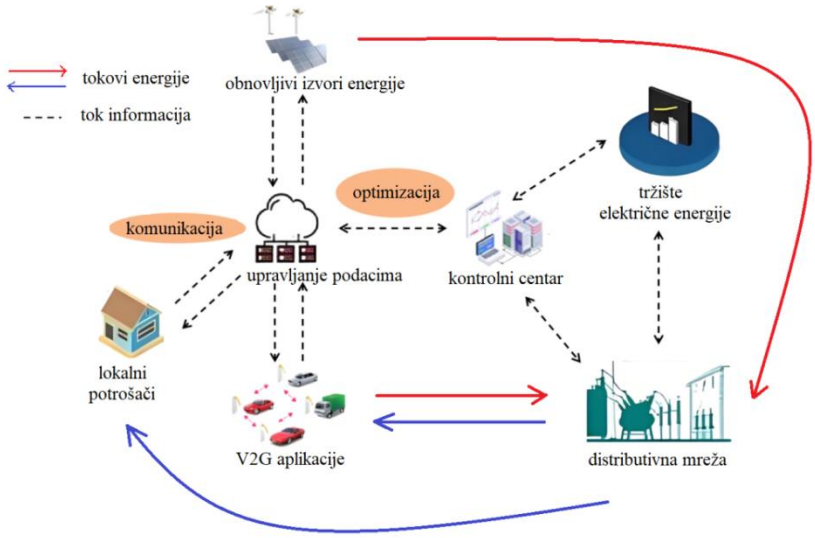
Primjena V2G tehnologije značajno doprinosi stabilnosti mreže sa povećanom penetracijom obnovljivih izvora energije, čiju proizvodnju karakteriše varijabilnost. Ovaj doprinos se ogleda kroz sljedeće funkcije V2G tehnologije:

- u periodima povećane proizvodnje iz obnovljivih izvora ili smanjene potražnje u mreži elektromobili preuzimaju višak električne energije i skladište ga u baterijama i
- u periodima smanjene proizvodnje iz obnovljivih izvora ili povećane potražnje daju energiju u mrežu.

Dakle, baterije elektromobila funkcionišu kao distribuirani skladišni sistemi, povećavajući fleksibilnost i pouzdanost distributivnih mreža [2, 35]. Tokovi energije se odvijaju u kratkim vremenskim intervalima kroz cikluse punjenja i pražnjenja, što omogućava pružanje pomoćnih usluga, poput balansiranja opterećenja i

regulacije frekvencije, bez značajnog utjecaja na dugovječnost baterija. Zahvaljujući naprednim algoritmima upravljanja i ograničenjima koje postavlja sistem upravljanja baterijom, energetska razmjena se odvija unutar sigurnih granica definisanih od strane proizvođača elektromobila.

Na Slici 2. je prikazana integracija elektromobila u elektroenergetsku mrežu sa obnovljivim izvorima energije korištenjem V2G tehnologije. Tokovi energije na slici 2. ilustruju dvosmjerni tok električne energije između elektromobila i mreže (V2G i G2V), uključujući tok energije iz fotonaponskih elektrana i vjetroelektrana u mrežu i tok energije iz mreže prema potrošačima. Tokovi informacija predstavljeni su komunikacijom između elektromobila, punjača, agregatora, potrošača i centralnog sistema upravljanja energijom, što omogućava koordinaciju punjenja i pražnjenja u realnom vremenu, optimizaciju opterećenja mreže i regulaciju frekvencije [46-47].



Slika 2. Tokovi energije i informacija primjenom V2G tehnologije u distributivnoj mreži sa obnovljivim izvorima električne energije

3.2 Upravljanje potrošnjom električne energije

Upravljanje potrošnjom električne energije predstavlja ključni mehanizam V2G tehnologije. Automatizacija omogućava elektromobilima da reaguju na trenutno opterećenje distributivne mreže, odstupanja napona i frekvencije, kao i raspoloživost energije iz obnovljivih izvora, bez potrebe za direktnom intervencijom vlasnika elektromobila. Signali koje šalju operatori mreže ili agregatori omogućavaju smanjenje punjenja ili aktiviranje pražnjenja baterije u periodima vršnog opterećenja, čime se smanjuje potreba za uključivanjem dodatnih proizvodnih kapaciteta [48]. Pri tome se uvažavaju tehnička ograničenja baterija i preferencije vlasnika elektromobila, čime se osigurava optimalna i sigurna energetska razmjena.

Primjena upravljanja potrošnjom posebno je važna u mrežama sa velikim udjelom proizvodnje energije iz obnovljivih izvora. Varijabilna proizvodnja iz vjetroelektrana i fotonaponskih sistema često dovodi do neravnoteže između proizvodnje i potrošnje [46]. Upravljanje potrošnjom u V2G modelu zasniva se na nekoliko ključnih parametara:

- trenutno stanje opterećenja distributivne mreže,
- cijena električne energije u realnom vremenu,
- stanje napunjenosti baterije elektromobila,
- planirane potrebe baterije elektromobila za narednu vožnju i
- tehnička ograničenja baterije.

3.3 Regulacija frekvencije distributivne mreže

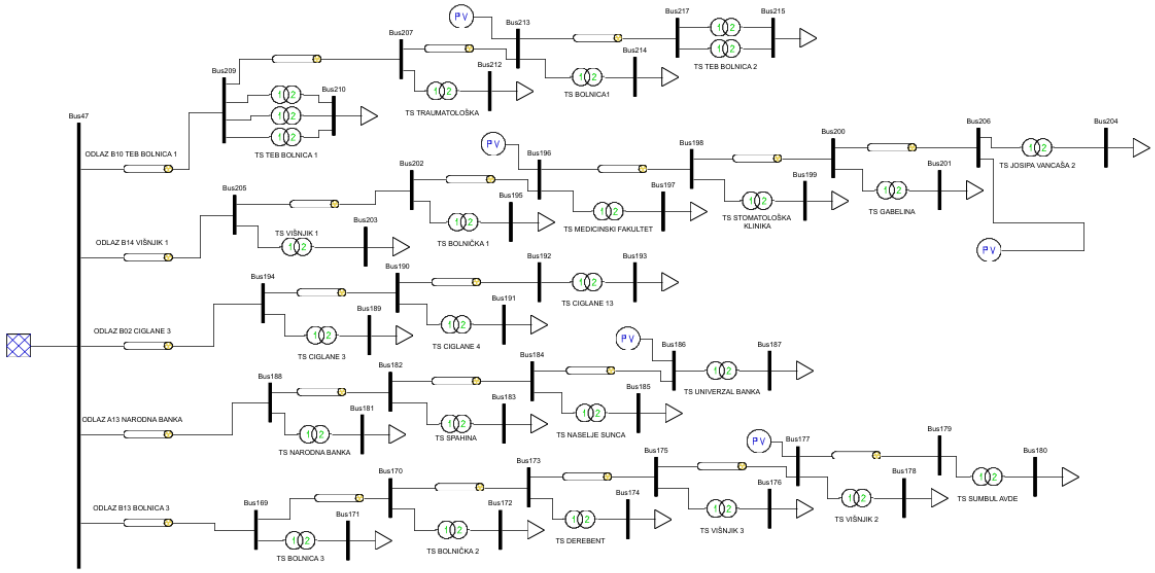
V2G tehnologija omogućava efikasnu regulaciju frekvencije distributivne mreže. Brzi odziv baterijskih sistema i dvosmjernih pretvarača omogućava elektromobilima da kompenzuju neravnotežu između proizvodnje i potrošnje u kratkim vremenskim intervalima reda nekoliko milisekundi do nekoliko sekundi, čime se značajno smanjuje potreba za skupim rezervnim kapacitetima. Ovakav odziv je znatno brži u poređenju sa konvencionalnim proizvodnim jedinicama, što V2G tehnologiju čini posebno pogodnom za primarnu i sekundarnu regulaciju frekvencije [29, 36].

Regulacija frekvencije primjenom V2G tehnologije se zasniva na automatskoj prilagodbi snage punjenja ili pražnjenja baterije u zavisnosti od izmjerene frekvencije mreže. Kada frekvencija padne ispod nominalne vrijednosti, elektromobil prelazi u režim isporuke energije prema mreži, dok u slučaju porasta frekvencije elektromobil povećava snagu punjenja, čime se održava stabilnost mreže [36]. U pametnim mrežama, gdje se očekuje prisustvo velikog broja distribuiranih i varijabilnih izvora energije, V2G tehnologija ima potencijal da postane jedan od ključnih stubova održavanja frekvencijske stabilnosti.

4 INTEGRACIJA ELEKTROMOBILA I V2G TEHNOLOGIJE U DISTRIBUTIVNOJ MREŽI – STUDIJA SLUČAJA SARAJEVO

U ovom poglavlju analiziran je utjecaj integracije elektromobila i primjena V2G tehnologije na performanse distributivne mreže na primjeru dijela distributivne mreže grada Sarajeva, prikazanog na Slici 3. Karakteristike posmatranog dijela distiributivne mreže grada Sarajevo:

- kablovska mreža,
- broj sabirnica: 47,
- broj vodova 23,
- broj potrošača: 23,
- broj transformatora prijenosnog odnosa 10/0.4 kV/kV: 26 i
- broj integrisanih fotonaponskih sistema snage do 69 kW: 5.



Slika 3. Dio distributivne mreže grada Sarajevo

Na osnovu dostupnih podataka o opterećenju dijela distributivne mreže grada Sarajeva i proizvodnje integrisanih fotonaponskih sistema tokom 2025. godine za analizu je izabran dan kada je zabilježeno najveće vršno opterećenje u mreži. U toku analiziranog dana vrijednosti napona na svim sabirnicama su bile unutar dozvoljenih granica odstupanja i bile su u opsegu od 0.942 r.j. do 1.3 r.j, dok su ukupni gubici u analiziranoj mreži su iznosili 4.48%. Analiza dana sa najvećim vršnim rezidualnim opterećenjem omogućava procjenu efekata V2G tehnologije na smanjenje vršnog opterećenja distributivne mreže i poboljšanje naponskih prilika u uslovima povećanog opterećenja mreže. U ovom radu efekat stabilizacije napona posmatra se kroz smanjenje odstupanja efektivnih vrijednosti napona od nominalne vrijednosti i smanjenje fluktuacija napona u toku analiziranog perioda, dok se efekat balansiranja mreže odnosi na smanjenje neravnoteže između proizvodnje iz fotonaponskih sistema i potrošnje u distributivnoj mreži. Iako dan maksimalnog vršnog opterećenja ne mora odgovarati periodu najvećih naponskih fluktuacija, ovakav pristup omogućava analizu rada V2G sistema u uslovima najvećeg opterećenja distributivne mreže. Analizirani su sljedeći slučajevi:

- slobodno punjenje elektromobila,
- pametno punjenje elektromobila i
- V2G model.

U prvom slučaju, elektromobili se pune u fiksnim vremenskim intervalima, bez koordinacije sa mrežom. Punjenje se odvija prema rasporedu korisnika, nezavisno od trenutnog opterećenja ili naponskog profila mreže. Analizirano je punjenje 500 elektromobila pri čemu je snaga punjenja u 80% slučajeva bila 3.7 kW (AC punjači) a u 20%

slučajeva 22 kW (DC punjači). U analiziranom slučaju punjenje elektromobila AC punjačima predstavlja punjenje u popodnevnim satima od 17 h do 23 h, što je dominantan izbor vlasnika elektromobila kada punjenje nije regulirano, dok je 90% punjenja DC punjačima raspoređeno ravnomjerno u periodu od 8 h do 20 h, a preostalih 10% punjenja DC punjačima raspoređeno ravnomjerno u periodu od 20 h do 8 h. Početno stanje napunjenosti baterija je slučajno raspoređeno između 20% i 80% za sve analizirane slučajeve. Pametno punjenje elektromobila se vrši prema koordiniranim strategijama koje uzimaju u obzir stanje mreže, trenutnu potrošnju i dostupnost obnovljivih izvora (fotonaponskih sistema). Punjenje se automatski odgađa ili raspoređuje kako ne bi dovelo do dodatnog povećanja vršnog opterećenja i fluktuacije napona. Analizirano je punjenje istog broja elektromobila kao i u prvom slučaju pri čemu je maksimalna snaga punjenja ograničena prema trenutnom stanju mreže dok je pretpostavljena minimalna napunjenost baterije potrebna za narednu vožnju 30%. U trećem analiziranom slučaju, odnosno V2G modelu, elektromobili koriste dvosmjerne punjače za punjenje i pražnjenje. Povrat energije u mrežu se aktivira u periodima vršnog opterećenja, dok se u periodima niskog opterećenja vrši punjenje baterija. Broj elektromobila i kapacitet baterija su isti kao i u prethodnim slučajevima. Kao i u prethodnom slučaju pretpostavljena je minimalna napunjenost baterije potrebna za narednu vožnju 30%. Dalje, u cilju preciznije analize performansi V2G modela korištena je pretpostavka da će vlasnik elektromobila dozvoliti V2G da reaguje u 80% slučajeva.

U Tabeli I je prikazan sažetak ključnih karakteristika svakog analiziranog slučaja, odnosno ulazni parametri simulacija: broj i kapacitet baterija elektromobila, snaga punjenja, stanje napunjenosti baterije i strategije upravljanja tokovima energije. Pored toga, u tabeli I su prikazani kvantitativni efekti svakog analiziranog slučaja na distributivnu mrežu, kao što su utjecaj na vršno opterećenje, fluktuacije napona, gubici u mreži, povećanje iskorištenja raspoložive energije iz fotonaponskih sistema kroz skladištenje viškova proizvodnje u baterijama elektromobila i mogućnost povrata energije u mrežu. Na ovaj način je omogućena jasna komparacija između slučaja punjenja elektromobila bez regulacije, pametnog punjenja i V2G modela, ističući tehničke prednosti primjene V2G tehnologije u poboljšanju naponske stabilnosti mreže i kvalitete električne energije. Trenutna infrastruktura analizirane distributivne mreže nije dovoljna za praktičnu primjenu drugog i trećeg analiziranog slučaja.

Tabela I – Analiza slučajeva integracije elektromobila u dio distributivne mreže grada Sarajevo

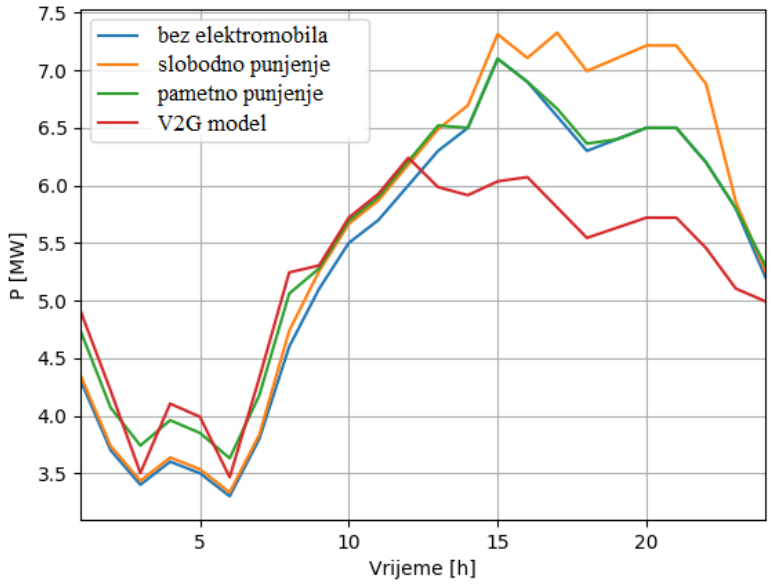
Analizirani slučaj	Slobodno punjenje	Pametno punjenje	V2G model
Punjenje	fiksni intervali	koordinirana optimizacija punjenja	dvosmjerno punjenje/pražnjenje
Broj elektromobila	500	500	500
Snaga punjenja	AC: 3.7 kW DC: 22 kW	ograničeno prema mreži	bidirekcijski punjači: 10 - 50 kW
Ograničenja baterija	nema	minimum za sljedeću vožnju: 30 %	minimum za sljedeću vožnju: 30 %, dubina pražnjenja: 70 %
Upravljanje tokovima energije	nema upravljanja	upravljanje punjenjem po mrežnom stanju	optimizacija punjenja/pražnjenja, balansiranje napona i frekvencije
Utjecaj na vršno opterećenje	povećanje: 5 %	nema	smanjenje: 13 %
Fluktuacije napona	± 7.9 %	± 5.8 %	± 3.1 %
Gubici u mreži	4.95 %	4.13 %	3.65 %
Integracija fotonaponskih sistema	nema optimizacije	višak energije se skladišti u baterijama elektromobila	optimalna integracija
Povrat energije u mrežu	ne	ne	da

Analiza prikazana u Tabeli I jasno pokazuje značajne razlike između pojedinačnih scenarija integracije elektromobila u distributivnu mrežu. Slobodno punjenje elektromobila povećava vršno opterećenje i uzrokuje veće

fluktuacije napona, čime naglašava potencijalne probleme pri masovnoj integraciji elektromobila bez koordinacije. Fluktuacije napona su povećane u odnosu na režim bez punjenja elektromobila, pri čemu su naponi na sabirnicama bili u opsegu od 0.921 r,j. do 1.3 r.j. Dalje, ukupni gubici u mreži u toku dana su bili veći za 0.47%. Dobiveni rezultati su očekivani s obzirom da dominantno punjenje elektromobila u periodu povećanog opterećenja na mreži. Pametno punjenje omogućava optimizaciju tokova energije, bolje korištenje viška energije iz obnovljivih izvora, smanjenje naponskih odstupanja u pojedinim periodima dana i smanjenje ukupnih gubitaka u sistemu, što već doprinosi stabilnijem radu distributivne mreže. Najveći pozitivni učinak na rad distributivne mreže se postiže primjenom V2G tehnologije, gdje dvosmjerni tok energije između elektromobila i mreže omogućava značajno smanjenje vršnog opterećenja i to za 13%, minimalizaciju naponskih fluktuacija pri čemu su vrijednosti napona na svim sabirnicama u toku analiziranog dana bile u opsegu od 0.969 r.j. do 1.3 r.j., smanjenje ukupnih gubitaka u mreži za 0.83% i pružanje dodatnih pomoćnih usluga.

Rezultati potvrđuju da primjena V2G tehnologije ne samo da poboljšava kvalitetu električne energije, već i povećava fleksibilnost i pouzdanost distributivne mreže, posebno u uvjetima visoke penetracije obnovljivih izvora energije i promjenjivog opterećenja. Ova analiza pruža jasnu osnovu za zaključak da integracija elektromobila s pametnim upravljanjem i V2G funkcionalnošću predstavlja ključni korak ka razvoju održivih i stabilnih pametnih distributivnih mreža.

U cilju jasnijeg prikaza utjecaja različitih režima punjenja elektromobila na vršno opterećenje distributivne mreže, rezultati analiziranih slučajeva su prikazani i grafički. Na Slici 4. prikazan je profil ukupnog opterećenja mreže tokom analiziranog dana bez integracije elektromobila i opterećenje mreže za tri razmatrana slučaja: slobodno punjenje, pametno punjenje i V2G model. U slučaju slobodnog punjenja elektromobila, profil opterećenja pokazuje izražen vrh u popodnevnim satima, kada se najveći broj elektromobila istovremeno priključuje na punjenje nakon završetka dnevnih aktivnosti korisnika. Ovo dovodi do značajnog povećanja vršnog opterećenja i dodatnog opterećenja distributivnih vodova. Kod pametnog punjenja, algoritam upravljanja raspoređuje proces punjenja u vremenskim intervalima kada je opterećenje mreže niže ili kada postoji višak proizvodnje iz fotonaponskih sistema. Kao rezultat toga profil opterećenja postaje ravnomjerniji u odnosu na slučaj slobodnog punjenja, a ukupni gubici u sistemu manji. Najizraženiji efekat uočen je kod V2G modela, gdje elektromobili daju energiju u mrežu tokom perioda vršnog opterećenja, pri čemu dolazi do značajnog smanjenja vršnog opterećenja. Elektromobili u ovom režimu funkcionišu kao distribuirani sistemi za skladištenje energije koji doprinose balansiranju mreže i stabilizaciji naponskog profila.



Slika 4. Opterećenje dijela distributivne mreže grada Sarajavo u normalnom režimu rada i pri analiziranim slučajevima

5 ZAKLJUČAK

U radu je analiziran utjecaj integracije elektromobila i infrastrukture za njihovo punjenje na rad distributivnih mreža, sa posebnim fokusom na primjenu V2G tehnologije kao potencijalnog rješenja za unapređenje stabilnosti

i fleksibilnosti distributivne mreže. Pokazano je da nekontrolisano punjenje velikog broja elektromobila može dovesti do povećanja vršnog opterećenja, fluktuacija napona, povećanih gubitaka u mreži i pogoršanja kvalitete električne energije. Analizom osnovnih režima rada punionica elektromobila, komunikacijskih protokola i bidirekcionih pretvarača istaknuta je važnost koordinisanog upravljanja punjenjem elektromobila. Pametno upravljanje procesom punjenja omogućava bolje iskorištenje raspoloživih energetskih resursa i stabilniji rad mreže, posebno u uslovima povećane integracije obnovljivih izvora energije.

Posebna pažnja posvećena je konceptu V2G tehnologije, koja omogućava dvosmjerni tok energije između elektromobila i distributivne mreže. Primjenom V2G tehnologije baterije elektromobila mogu funkcionisati kao distribuirani sistemi za skladištenje energije koji doprinose regulaciji napona, stabilizaciji frekvencije i balansiranju opterećenja. V2G tehnologija također omogućava efikasniju integraciju obnovljivih izvora energije, ublažavajući varijabilnost njihove proizvodnje i povećavajući fleksibilnost distributivne mreže.

U okviru studije slučaja analizirana je integracija 500 elektromobila u dio distributivne mreže grada Sarajeva kroz tri scenarija: slobodno punjenje, pametno punjenje i V2G model. Rezultati analize su pokazali da slobodno punjenje elektromobila dovodi do povećanja vršnog opterećenja mreže time uzrokuje veće fluktuacije napona i povećanje gubitaka u mreži. Nasuprot tome, primjena pametnog punjenja omogućava stabilniji profil opterećenja i bolju integraciju energije iz fotonaponskih sistema. Značajni pozitivni efekti integracije elektromobila postignuti su primjenom V2G modela gdje je vršno opterećenje smanjeno za 13%, pri čemu se to odrazilo na poboljšanje naponskih prilika i smanjenje ukupnih gubitaka u analiziranoj distributivnoj mreži.

Rezultati predstavljeni u radu potvrđuju da integracija elektromobila uz primjenu pametnog upravljanja i V2G tehnologije značajno doprinosi poboljšanju naponske stabilnosti, kvalitete električne energije i ukupne fleksibilnosti distributivne mreže. Ipak, za širu implementaciju ovih rješenja neophodno je unaprijediti postojeću infrastrukturu, razviti odgovarajuće regulatorne okvire i osigurati standardizaciju komunikacijskih i energetskih protokola.

U budućim istraživanjima potrebno je analizirati ekonomske aspekte primjene V2G tehnologije u realnim distributivnim mrežama. Integracija elektromobilnosti sa pametnim mrežama i sistemima za upravljanje energijom predstavlja jedan od ključnih pravaca razvoja savremenih elektroenergetskih mreža.

LITERATURA

[1] Vishnuram, P., & Alagarsamy, S. (2024). Grid Integration for Electric Vehicles: A Realistic Strategy for Environmentally Friendly Mobility and Renewable Power. World Electric Vehicle Journal, 15(2), 70.

[2] Li, J., & Li, A. (2024). Optimizing Electric Vehicle Integration with Vehicle-to-Grid Technology: The Influence of Price Difference and Battery Costs on Adoption, Profits, and Green Energy Utilization. Sustainability, 16(3), 1118.

[3] Lund, H., Østergaard, P. A., Connolly, D., & Mathiesen, B. V. (2017). Smart energy and smart energy systems. Energy, 137, 556–565.

[4] Lund, H., & Kempton, W. (2008). Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G. Energy Policy, 36(9), 3578–3587.

[5] National Renewable Energy Laboratory. (2021). Grid services from electric vehicles: Regulatory barriers and opportunities.

[6] Chen, C. F., & Lai, C. M. (2024). Understanding the acceptance of vehicle-to-grid (V2G) services: Evidence from Taiwan. Transport Policy, 159, 230-240.

[7] Kempton, W. & Tomic, J. (2005). Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy. Journal of Power Sources, 144, 280–294.

[8] Xu, R. (2025). Vehicle-to-Grid (V2G) Dynamics: Global Insights and Innovations. Applied and Computational Engineering, 125, 217-221.

[9] Dik, A., Omer, S., & Boukhanouf, R. (2022). Electric Vehicles: V2G for Rapid, Safe, and Green EV Penetration. Energies, 15, 803.

[10] Sarda, J., Patel, N., Patel, H., Vaghela, R., Brahma, B., Bhoi, A. K., & Barsocchi, P. (2024). A review of the electric vehicle charging technology, impact on grid integration, policy consequences, challenges and future trends. Energy Rep., 12, 5671-5692.

[11] Dulau, L. I., & Bica, D. (2020). Effects of Electric Vehicles on Power Networks. Procedia Manufacturing, 46, 370-377.

[12] Yang, Y., Wang, W., Qin, J., Wang, M., Ma, Q., & Zhong, Y. (2024). Review of vehicle to grid integration to support power grid security, Energy Reports, 12, 2786-2800.

[13] Rana, R., Saggu, T. S., Letha, S. S., & Bakhsh, F. I. (2024).V2G based bidirectional EV charger topologies and its control techniques: a review. Discov Appl Sci, 6, 588.
[14] Yuan, J., Dorn Gomba, L., Callegaro, A. D., Reimers, J., & Emadi, A. (2021). A review of bidirectional on-board chargers for electric vehicles. IEEE Access, 9.
[15] Rauma, K., Funke, A., Simolin, T., Järventausta, P., & Rehtanz, C. (2021). Electric Vehicles as a Flexibility Provider: Optimal Charging Schedules to Improve the Quality of Charging Service. Electricity, 2, 225-243.
[16] Bosović, A. (2014). Analiza utjecaja punjenja elektromobila na distriubutivnu mrežu sa osvrtom na ulogu elektromobila u pametnim distributivnim mrežava. Magistarski rad. Elektrotehnički fakultet Sarajevo.
[17] Blažek, M., Šunde, V., & Ban, Ž. (2014). Komparativna analiza osnovnih načina punjenja baterija za električne automobile. SO4 – 15, HO CIRED.
[18] FENISG - Flexible Energy Nodes in Low Carbon Smart Grid, FER - Zavod za visoki napon i energetiku. (2015). Izvješće o punionicama automobila Zagreb.
[19] BAS EN 61851-21-1. (2021). Electric vehicle conductive charging system. Part 21-1: Electric vehicle on-board charger. EMC requirements for conductive connection to an AC/DC supply.
[20] BAS EN IEC 61851-21-2. (2025). Electric vehicle conductive charging system. Part 21-2: Electric vehicle requirements for conductive connection to an AC/DC supply. EMC requirements for off board electric vehicle charging systems.
[21] BAS EN 61851-22. (2008). Electric vehicle conductive charging system. Part 22: AC electric vehicle charging station.
[22] BAS EN 61851-23. (2021). Electric vehicle conductive charging system. Part 23: DC electric vehicle charging station.
[23] BAS EN 61851-24. (2016). Electric vehicle conductive charging system. Part 24: Digital communication between a d.c. EV charging station and an electric vehicle for control of d.c. charging.
[24] BAS EN IEC 61851-25. (2025). Electric vehicle conductive charging system. Part 25: DC EV supply equipment where protection relies on electrical separation.
[25] Clement-Nyns, K., Haesen, E., & Driesen, J. (2010). The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid. IEEE Transactions on Power Systems, 25(1), 371–380.
[26] Sunday, O. O., Otugene, V. A., Agbo Ogloji, J., & Onuh, M. I. (2026). Grid Integration and Reliability Analysis of Electric Vehicle Charging Infrastructure in Weak Distribution Networks. International Journal of Scientific Research in Science and Technology, 9(3), 881-902.
[27] Lopes, J. A. P., Soares, F. J., & Almeida, P. M. R. (2011). Integration of electric vehicles in the electric power system. Proceedings of the IEEE, 99(1), 168–183.
[28] Gough, R., Dickerson, C., Rowley, P., & Walsh, C. (2017). Vehicle-to-grid feasibility: A techno economic analysis. Energy Policy, 102, 710–723.
[29] Sun, L., Teh, J., Liu, W., Lai, C. M., & Chen, L. R. (2025). Impact of electric vehicles on power system reliability and related improvements: A review. Electric Power Systems Research, 247, 2025.
[30] CIGRÉ Technical Brochure WG C6.20. (2015). Active distribution systems and distributed energy resources (C6): Integration of electric vehicles in electric power systems.
[31] Naseem, H., Goswami, P., Choi, K., Iqbal, A., & Hakami, H. (2026). Smart Charging and Vehicle-to-Grid Integration of Electric Vehicles: Technical Insights, Cybersecurity Risks, and Mobility-Oriented Control Strategies. Applied Sciences, 16(4).
[32] Joint Charging. (2023). V2g smart charging technology for EVs.
[33] Anany, M. G., ElDesouky, A. A., & Salem, A. A. (2024). Real-time V2G simulator for grid system frequency and voltage regulation with fault ride-through capabilities. Electric Power Systems Research, 234.
[34] Ahmadi, S. E., Marzband, M., Ikpehai, A., & Abusorrah, A. (2022).Optimal stochastic scheduling of plug-in electric vehicles as mobile energy storage systems for resilience enhancement of multi-agent multi-energy networked microgrids. Journal of Energy Storage, 55(15).
[35] Das, H. S., Rahman, M. M., Li, S., Tan, C.W. (2019) Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 120(3).
[36] Eltohamy, S. M., Tawfiq, H. M., Ahmed, M. M. R., Alaas, Z., Mohammed, B., Ahmed, I., Youssef, H., & Raouf, A. (2025). A comprehensive review of Vehicle-to-Grid V2G technology: Technical, economic, regulatory, and social perspectives. Energy Conversion and Management.
[37] Kumar, G., & Mikkili, S. (2024). Advancements in ev international standards: Charging, safety and grid integration with challenges and impacts. Int J Green Energy, 21:2672–2698.
[38] Dekordevi, I. R. (2024). Business Models for Vehicle Grid Integration: A Literature Review and European Case Studies. Politecnico Milano.
[39] Sovacool, B. K., Kester, J., Noel, L., Zarazua de Rubens, G. (2024). Actors, business models, and innovation activity systems for vehicle-to-grid (V2G) technology: A comprehensive review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, 131.
[40] Sortomme, E., & El-Sharkawi, M. A. (2011). Optimal charging strategies for unidirectional vehicle-to-grid. IEEE Transactions on Smart Grid, 2(1), 131–138.

[41] Clement-Nyns, K., Haesen, E., & Driesen, J. (2010). The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid. IEEE Transactions on Power Systems, 25(1), 371–380.
[42] ISO 15118-20. (2022). Road vehicles: Vehicle to grid communication interface. Part 20: 2nd generation network layer and application layer requirements.
[43] Biswas, P., Rashid, A., Habib, A. K. M. A., Mahmud, M., Motakabber, S. M. A., Hossain, S., Rokonuzzaman, M., Molla, A. H., Harun, Z., Khan, M. M. H., Cheng, W. H., & Lei, T. M. T. (2025). Vehicle to Grid: Technology, Charging Station, Power Transmission, Communication Standards, Techno-Economic Analysis, Challenges, and Recommendations. World Electric Vehicle Journal, 16(3), 142.
[44] Dar, A. R., Haque, A., Khan, M. A., Kurukuru, V. S. B., & Mehfuz, S. (2024). On-Board Chargers for Electric Vehicles: A Comprehensive Performance and Efficiency Review. Energies, 17(18).
[45] Richardson, P., Flynn, D., & Keane, A. (2012). Optimal charging of electric vehicles in low-voltage distribution systems. IEEE Transactions on Power Systems, 27(1), 268–279.
[46] Qu, Y. (2025). Economic Operation for V2G Technology and Multiple Influence Factors Extraction of EV Penetration. Energy Science & Engineering, 13(4), 1819–1830.
[47] Mehrjerdi, H., & Rakhshani, E. (2019). Vehicle-To-Grid Technology for Cost Reduction and Uncertainty Management Integrated With Solar Power. Journal of Cleaner Production, 229, 463–469.
[48] Ostojić, A. D., Ćalasan, M. P. & Mujević, S. V. (2019). Implementacija V2G modela u cilju poboljšanja karakteristike opterećenja energetskog sistema korišćenjem PSO algoritma. TEHNIKA – ELEKTROTEHNIKA, 68(6), 841-846.

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R4-09

UTICAJ CENA UGLJENIČNIH EMISIJA NA PROBLEM EKONOMSKOG DISPEČIRANJA

CARBON PRICE SENSITIVITY OF SECURITY CONSTRAINED ECONOMIC DISPATCH

Pande POPOVSKI, Faculty of Technical Sciences Bitola, N. Macedonia*
Goran VELJANOVSKI, Faculty of Technical Sciences Bitola, N. Macedonia
Nikolche ACEVSKI, Faculty of Technical Sciences Bitola, N. Macedonia
Sofija NIKOLOVA POCEVA, Faculty of Electrical Engineering and Information Technologies, N. Macedonia
Dimitar DIMITROV, Faculty of Electrical Engineering and Information Technologies, N. Macedonia
Anton CHAUSHEVSKI, Faculty of Electrical Engineering and Information Technologies, N. Macedonia

KRATAK SADRŽAJ

Ovaj rad ispituje osetljivost modela namenjenog rešavanju problema ekonomskog dispečiranja na cene emisije ugljen dioksida. Model je testiran na ispitnoj mikromreži sa sedam čvorova, u kojoj su instalirane fotonaponske elektrane, baterijskih sistema za skladištenje energije, kao i elektrane na ugalj i biomasu. Analiza je sprovedena variranjem cene ugljeničnih emisija u opsegu od 0 do 140 €/tCO_2. Dodatno, razmatrane su dve različite konfiguracije kapaciteta baterijskih sistema kako bi se procenilo na koji način povećana fleksibilnost utiče na ekonomski ishod, kao i na ukupne ugljenične emisije. Pod pretpostavkom da je mikromreža ograničena tako da što je moguće manje razmenjuje električnu energiju sa centralnom elektroenergetskom mrežom, pri čemu se odstupanja od ovog zahteva odgovarajuće penalizuju, njen rad rezultuje ekonomskim gubicima u čitavom opsegu razmatranih cena ugljeničnih emisija. Povećanje cene emisija dodatno pogoršava gubitke do određene tačke, nakon koje dolazi do prelaska proizvodnje električne energije sa uglja na biomasu. Ova zamena proizvodnje dovodi do izraženog smanjenja emisija od približno 40%, kao i do izvesnog ublažavanja ekonomskih gubitaka. Korišćenje većih kapaciteta baterijskih sistema utiče na osetljivost sistema kroz preoblikovanje voznog reda generatora i smanjenje potrebe za uvozom i izvozom električne energije, ali nema značajan uticaj na ukupne ekonomske uslove rada. Istraživanje pokazuje da cene ugljeničnih emisija imaju značajan uticaj na planiranje voznog reda proizvodnih jedinica u mikromreži, čak i u uslovima nepovoljnih tržišnih okolnosti. Rad naglašava potrebu za zajedničkim razmatranjem tržišta električne energije, ograničenja nametnutih topologijom mreže, tehničkih i ekonomskih ograničenja pojedinačnih generatora, kao i sistema za skladištenje energije, prilikom rešavanja problema ekonomskog dispečiranja.

Ključne reči: Ekonomski dispečing, Linearno programiranje, Cena ugljeničnih emisija, Mikromreže, Baterijski sistemi za skladištenje energije

ABSTRACT

This paper investigates the sensitivity of a Security-Constrained Economic Dispatch model to carbon permit price in a benchmark 7-node microgrid comprising photovoltaic generation, battery energy storage systems, and dispatchable coal and biomass units. A parametric analysis is conducted for carbon prices from 0 to 140 €/tCO_2 in 5 €/tCO_2 increments, and two representative storage configurations are evaluated to assess how flexibility influences both economic outcomes and decarbonization behavior. Results indicate that, under the assumed local market and deviation-penalty structure, the microgrid operates in a net loss across the full carbon price range for both battery storage unit cases. Increasing carbon price generally aggravates operating losses until a threshold region is reached, where the dispatch transitions from coal-dominant operation to biomass-dominant operation. This switching behavior produces a pronounced reduction in CO_2 emissions of approximately 40% and partially mitigates the growth of total operating costs, yet profitability remains negative. The analysis further shows that larger battery storage capacity moderates sensitivity by reshaping the dispatch schedule and reducing reliance on high-penalty balancing actions, but it does not fully offset the adverse economic conditions embedded in the

* Pande Popovski pande.popovski@uklo.edu.mk; Goran Veljanovski goran.veljanovski@uklo.edu.mk; Nikolche Acevski nikola.acevski@uklo.edu.mk; Sofija Nikolova Poceva nsofija@feit.ukim.edu.mk; Dimitar Dimitrov ddimitar@feit.ukim.edu.mk; Anton Chaushevski caus@feit.ukim.edu.mk

pricing assumptions. These findings highlight that carbon pricing can still drive meaningful emission reductions and fuel switching in constrained microgrids, even when the underlying economic environment is unfavorable, and emphasize the importance of jointly considering market design, technical and economic generator constraints, as well as energy storage systems when solving the problem of security-constrained economic dispatch.

Keywords: Economic dispatch, Linear programming, Carbon emissions price, Microgrids, Battery energy storage systems

UVOD

Formiranje cena ugljenika postalo je centralni instrument politike za smanjenje emisija gasova sa efektom staklene bašte u elektroenergetskom sektoru. Mehanizmi kao što su sistemi trgovanja emisijama i porezi na ugljenik imaju za cilj da društveni trošak emisija CO_2 uključe u operativne odluke, čime se ubrzava prelazak ka proizvodnim portfolijima sa nižim emisijama. U Evropi, Sistem trgovanja emisijama Evropske unije (EU ETS) obezbeđuje eksplicitan signal cene ugljenika koji treba da usmeri investicije i kratkoročni rad proizvodnih kapaciteta putem tržišnih podsticaja [1]. U praksi, međutim, stepen u kome ovaj signal utiče na kratkoročno planiranje rada sistema zavisi od načina na koji su troškovi emisija predstavljeni u procesima dispečiranja, kao i od regulatornog i tržišnog okruženja koje određuje da li (i na koji način) učesnici na tržištu internalizuju troškove emisija [2].

Sa operativnog stanovišta, sigurnosno ograničeno planiranje ostaje standardni pristup za obezbeđivanje pouzdanog rada elektroenergetskog sistema uz poštovanje mrežnih ograničenja. Rešavanje problema angažiranja agregata i ekonomskog dispečiranja sa sigurnosnim ograničenjima (Security-Constrained Unit Commitment – SCUC, Security-Constrained Economic Dispatch – SCED) integrišu ograničenja rada generatora i sigurnosna ograničenja sistema u jedinstven optimizacioni problem i predstavljaju osnovu za planiranje rada i tržišno poravnanje u dan unapred u mnogim elektroenergetskim sistemima. Nedavni pregled koji je sprovela IEEE radna grupa sistematizuje poslovni model SCUC-a, njegovu matematičku strukturu i nove izazove, potvrđujući značaj sigurnosno ograničenog planiranja kao osnove za tržišne i inženjerske analize [3].

Sve veći broj istraživanja integriše emisije u formulacije UC/SCUC i dispečiranja, uključujući eksplicitno razmatranje trgovanja emisijama kao dodatnog troškovnog faktora koji utiče na odluke o uključenju i raspodeli proizvodnje [4], kao i proširene modele kao što je Eco-SCUC koji uključuju diferencirane ekološke uticaje uz zadržavanje sigurnosnih ograničenja [5]. Ipak, mnoge studije koje razmatraju emisije i dalje analiziraju samo ograničen broj scenarija cena ugljenika, umesto da sistematski ispituju osetljivost sistema u širokom opsegu cena.

Ovaj nedostatak je posebno izražen u mikromrežama i sistemima na nivou distributivne mreže, gde dizajn mehanizama poravnanja i ograničenja učešća na tržištu mogu imati dominantan uticaj na operativne podsticaje. Mehanizmi poravnanja odstupanja i penalizacije mogu obeshrabriti neto uvoz ili izvoz energije i efektivno podstaći ponašanje samobalansiranja; kraći intervali poravnanja i evolucija pravila balansiranja dodatno povećavaju izloženost troškovima odstupanja [6]. Mehanizmi poravnanja zasnovani na penalima takođe su predloženi kako bi se eksplicitno podstaklo samobalansiranje tržišnih učesnika [7]. Pored toga, izbor reprezentativnih dana često se koristi za redukciju ulaznih podataka uz očuvanje ključnih operativnih obrazaca, čime se omogućava komparativna analiza bez potrebe za simulacijom cele godine [8]. Srodna regionalna istraživanja razmatraju komplementarne aspekte relevantne za operativnu dekarbonizaciju, uključujući prognoziranje opterećenja [9], upravljanje energijom [10] i korišćenje obnovljivih gasova [11].

Analiza uticaja cene ugljenika u mikromrežama zahteva zajedničko razmatranje dizajna poravnanja, sigurnosnih ograničenja na nivou distributivne mreže i fleksibilnosti skladištenja energije. U ovom radu predstavljen je sigurnosno ograničen SCED model koji uključuje eksplicitne troškove emisijskih dozvola i penalizovana odstupanja na PCC čvoru, a zatim se analizira osetljivost sistema na cenu ugljenika (0–140 €/tCO_2) na reprezentativni jesenji radni dan za dva slučaja dimenzionisanja baterijski sistemi za skladištenje energije.

1 METODOLOGIJA

1.1 Model

U ovoj studiji koristi se satni okvir SCED modela prilagođen iz autorskog alata za planiranje rada agregatora [12]. Za razliku od originalne stohastičke formulacije, u ovom radu se primenjuje deterministička optimizacija i ispituje se kako cene emisije CO_2 utiču na dispečiranje u uslovima striktnih pravila samobalansiranja i sigurnosnih ograničenja mreže.

Problem je formulisan kao 24-časovni model linearnog programiranja koji određuje raspored rada proizvodnih jedinica, proizvodnju iz obnovljivih izvora ograničenu dostupnošću, punjenje i pražnjenje baterijskih sistema, kao i razmenu energije sa centralnom mrežom. Funkcija cilja uključuje operativne troškove, kazne za neisporučenu energiju, poravnanje odstupanja iz ugovora na tržištu električna energija i troškove usklađivanja sa CO_2 regulativom. Sve tržišne cene i ugovorene količine tretiraju se kao fiksni parametri nakon zatvaranja tržišta, dok optimizacioni model određuje raspored rada sa minimalnim troškom koji zadovoljava tehnička i sigurnosna ograničenja sistema.

1.2 Ulazni podaci i formulacija

Model zahteva standardne ulazne podatke za UC/ED probleme: tehničke i ekonomske parametre generatora, satne gornje granice obnovljive proizvodnje, satni profil neto opterećenja, energetski kapacitet i operativna ograničenja baterijskih sistema [15], topologiju mreže sa termičkim ograničenjima, kao i cene na tržištu dan unapred i parametre poravnanja odstupanja.

Formulacija prati standardnu praksu UC/ED problema (npr. [13], [14]), uz dodatne ograničenja za poravnanje odstupanja i sigurnosna ograničenja prilagođena posmatranoj mikromreži.
Satni balans između proizvodnje i potrošnje nameće se kao:

$$\sum_{i\in N_G} pg_{i,t} + \sum_{e\in N_E}\left(p_{e,t}^{dch} - p_{e,t}^{ch}\right) + \sum_{w\in N_W} wg_{w,t} + \sum_{p\in N_S} sg_{p,t} + ens_t = D_t, \quad \forall t \in T. \tag{1}$$

gde N_E, N_W, N_S i N_G predstavljaju skupove baterijskih sistema, vetroelektrana, fotovoltaičnih elektrana i ostalih tipova proizvodnih jedinica. Snaga vetra, sunca i ostalih jedinica označena je sa $wg_{w,t}$, $sg_{p,t}$ i $pg_{i,t}$. Snage punjenja/pražnjenja svake baterijske jedinice označene su sa $p_{e,t}^{ch}$ i $p_{e,t}^{ch}$. Neisporučena energija data je sa ens_t, dok D_t predstavlja neto potražnju mikromreže.

Proizvodnja iz obnovljivih izvora ograničena je satnom dostupnošću:

$$\begin{aligned} sg_{p,t} &\le S_{p,t}^{gen}, \quad \forall p \in N_S, \forall t \in T, \\ wg_{w,t} &\le W_{w,t}^{gen}, \quad \forall w \in N_W, \forall t \in T, \end{aligned} \tag{2}$$

dok ostale jedinice rade u okviru svojih tehničkih granica:

$$P_i^{min} \le pg_{i,t} \le P_i^{max}, \quad \forall i \in N_G, \forall t \in T. \tag{3}$$

Dinamika baterije i operativna ograničenja predstavljeni su na sledeći način [15]:

$$\begin{aligned} soc_{e,t} &= soc_{e,t-1} + \eta_e^{ch}\, p_{e,t}^{ch} - \frac{1}{\eta_e^{dch}}\, p_{e,t}^{dch}, \\ SOC_e^{min} &\le soc_{e,t} \le SOC_e^{max}, \end{aligned} \tag{4}$$

Termička ograničenja na vodovima i transformatorima nameću se pomoću linearne GGDF (Generalized Generation Distribution Factors) reprezentacije prilagođene iz [16]:

$$-F_{max,l} \le \sum_{n\in N_{\text{bus}}} GGDF_{t,l,n}\, p_{n,t}^{inj} \le F_{max,l}, \forall l, \forall t. \tag{5}$$

Ovde $p_{n,t}^{inj}$ označava aktivnu injekciju snage u čvoru n, dok je $F_{max,l}$ termička dozvoljena snaga voda l.

1.3 Ciljna funkcija

Problem se rešava nakon zatvaranja tržišta električne energije, uz poznate satne parametre iz tržišta u dan unapred. Funkcija cilja minimizuje neto operativni trošak uz uvažavanje maloprodajnog prihoda od snabdevanja lokalne potrošnje, poravnanja odstupanja i eksplicitnih troškova emisija ugljenika. Funkcija cilja može se zapisati kao:

$$C = \sum_{i\in N_G}\sum_{t\in T} SC_{i,t} + \sum_{i\in N_G}\sum_{t\in T} C_{i,t}^{gen} + \sum_{t\in T} C^{ens}\, ens_t + \sum_{e\in N_E}\sum_{t\in T} C_e^b \left(p_{e,t}^{ch} + p_{e,t}^{dch}\right) + \sum_{t\in T}\left(\pi_t^{ov}\,\delta_t^{ov} + \pi_t^{sh}\,\delta_t^{sh}\right)$$
$$+ \sum_{t\in T} \pi_t^{DA}\left(\delta_t^{sh} - \delta_t^{ov}\right) + \sum_{i\in N_G^{em}}\sum_{t\in T} C^{CO_2}\, EF_i\, pg_{i,t} - \sum_{t\in T}\pi_t^{supp}\left(D_t - ens_t\right) + \sum_{t\in T}\pi_t^{DA} Q_t^{DA}. \quad (6)$$

U jednačini, $SC_{i,t}$ i $C_{i,t}^{gen}$ predstavljaju troškove startovanja i proizvodnje, dok $C^{ens}ens_t$ penalizuje neisporučenu električnu energiju. Cikliranje baterije uzima se u obzir kroz izraz $C_e^b\left(p_{e,t}^{ch} + p_{e,t}^{dch}\right)$. Odstupanja od ugovorenog rasporeda razdvajaju se na manjak δ_t^{sh} i višak δ_t^{ov}, a poravnavaju se preko penalnih cena π_t^{sh}, π_t^{ov} i termina sa cenom u dan unapred $\sum_{t\in T}\pi_t^{DA}\left(\delta_t^{sh} - \delta_t^{ov}\right)$. Usklađivanje sa CO_2 regulativom modeluje se izrazom $C^{CO_2} EF_i\, pg_{i,t}$ za jedinice N_G^{em}. Termin $\sum_{t\in T}\pi_t^{DA} Q_t^{DA}$ je konstanta i zbog toga nema uticaja na optimizaciju.

1.4 Analiza osetljivosti

Radi karakterizacije osetljivosti na cenu ugljenika, SCED problem se više puta rešava za fiksnu referentnu mikromrežu, pri čemu se menja parametar cene ugljeničkih emisija:

$$C^{CO_2} \in \{0,5,10,\ldots,140\}\ €/\mathrm{tCO_2} \quad (7)$$

što daje 29 optimizacija. Izabrani opseg obuhvata istorijski zabeležene uslove EU ETS-a i proširuje se na visoke vrednosti cena radi test procene osetljivosti [17].

Ovaj konferencijski rad fokusira se na jedno radno stanje: tipičan jesenji radni dan definisan usvojenim referentnim skupom podataka. Ovaj izbor obezbeđuje reprezentativan obrazac potrošnje i dostupnosti PV proizvodnje, uz zadržavanje analize u okviru ograničenja broja strana.

Razmatraju se dve baterijske konfiguracije:

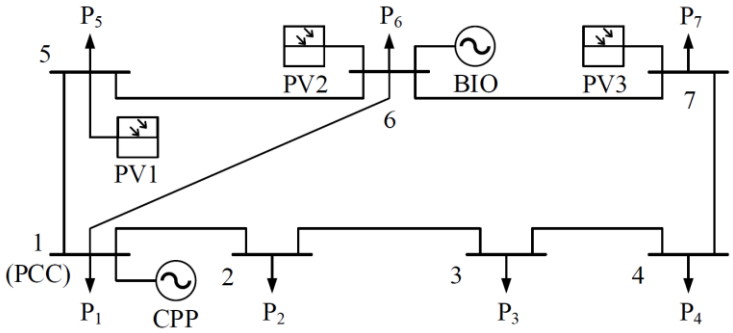
- (B_S) Mali baterijski sistem: manji energetski kapacitet i odgovarajuća ograničenja punjenja/pražnjenja.
- (B_L) Veliki baterijski sistem: veći energetski kapacitet uz proporcionalno veću fleksibilnost.

Svi ostali parametri ostaju isti u oba slučaja. Ukupno, studija obuhvata 2 x 29 = 58 optimizacionih pokretanja.

2 TESTNI SLUĆAJ

2.1 Mreža

Predložena analiza osetljivosti evaluirana je na referentnoj mikromreži na nivou distributivne mreže, pri čemu su topologija i podaci mreže preuzeti iz [18]. Originalni referentni sistem u [18] sastoji se od četiri međusobno povezane mikromreže. U ovom radu izdvojena je i analizirana jedna mikromreža. Izabrani sistem sastoji se od sedam čvorova sa priključenim potrošačima na svakom čvoru i jednim čvorom zajedničkog priključka (PCC) koji omogućava razmenu energije sa nadređenom mrežom. Kao što je prikazano na *Slika 1*, mikromreža uključuje dve proizvodne jedinice (termoelektranu na ugalj, CPP, i elektranu na biomasu, BIO), kao i tri fotovoltaične (PV) elektrane locirane na čvorovima 5, 6 i 7. Tri baterijskih sistema (BESS) instalirana su na istim čvorovima kao i PV elektrane (5, 6 i 7). Svi čvorovi rade na nominalnom naponu od 11 kV, dok je dozvoljeni opseg napona postavljen na 0.95–1.05 p.u.



Slika 1 - Topologija analizirane mreže

Tabela I prikazuje tehničke i ekonomske parametre generatora, vodova i potrošnje korišćene u ovoj studiji. Trošak cikliranja baterijskih sistema modelovan je kao marginalni trošak degradacije i postavljen na 2.5 €/MWh prema [26]. Ukoliko nije drugačije navedeno, preostali parametri modela i vremenski profili preuzeti su iz referentnog skupa podataka u [18].

Tabela I - Tehnički i ekonomski podaci mikromreže

Kategorija	**Naziv/Tip**	**Parametar**	**Vrednost**	**Ref.**
Generatori	CPP	Instalirana snaga	3.5 MW	---
		Brzina promene snage	1.5% × P_n/min	[22], [23]
		Trošak praznog hoda	120 €/h	[24]
		Marginalni trošak	50 €/MWh	[24]
		Emisioni faktor	0.85 tCO2/MWh	[27]
	BIO	Instalirana snaga	3.5 MW	---
		Brzina promene snage	1.5% × Pn/min	[22], [23]
		Trošak praznog hoda	300 €/h	[24]
		Marginalni trošak	90 €/MWh	[24]
		Emisioni faktor	0.2 tCO2/MWh	[27]
	PV 1	Instalirana snaga	1.6 MW	[18]
		Operativni trošak	0 €/MWh	[25], [26]
	PV 2	Instalirana snaga	2.4 MW	[18]
		Operativni trošak	0 €/MWh	[25], [26]
	PV 3	Instalirana snaga	1.6 MW	[18]
		Operativni trošak	0 €/MWh	[25], [26]
Vodovi	Od/Do	R/X (Ω)	Kapacitet (A)	
	1→2	0.0381 / 0.0315	700	[18]
	1→5	0.0635 / 0.0525	700	[18]
	1→6	0.1143 / 0.0945	700	[18]
	2→3	0.127 / 0.105	700	[18]
	3→4	0.0381 / 0.0315	700	[18]
	4→7	0.0635 / 0.0525	700	[18]
	5→6	0.09525 / 0.07875	700	[18]
	6→7	0.09525 / 0.07875	700	[18]
Potrošnja	P_1	Max. Opterećenje	0.426 MW	[18]
	P_2	Max. Opterećenje	0.318 MW	[18]
	P_3	Max. Opterećenje	0.356 MW	[18]
	P_4	Max. Opterećenje	0.459 MW	[18]

P_5	Max. Opterećenje	0.820 MW	[18]
P_6	Max. Opterećenje	2.5 MW	[18]
P_7	Max. Opterećenje	0.816 MW	[18]

2.2 Analizirani slučajevi

Analiza osetljivosti na cenu ugljenika sprovodi se rešavanjem 24-časovnog SCED problema za cene ugljenih emisija u opsegu od 0 do 140 €/tCO_2 sa korakom od 5 €/tCO_2. Da bi analiza ostala koncizna u okviru konferencijskog rada, simulacija je ograničena na jedan reprezentativan dan: tipičan jesenji radni dan definisan u [18]. Odgovarajući satni profili potrošnje i dostupnosti PV proizvodnje preuzeti su direktno iz referentnog skupa podataka, gde su vrednosti izražene kao procenat nominalne potražnje i instaliranog PV kapaciteta.

Razmatraju se dve konfiguracije kapaciteta skladištenja energije, označene kao B_L (veći baterijski sistem) i B_S (manji baterijski sistem). U oba slučaja tri baterijskih sistema instalirana su na čvorovima 5–7. Njihovi kapaciteti prikazani su u Tabela II, dok su odgovarajuća ograničenja snage punjenja i pražnjenja definisana u skladu sa pretpostavkama studije (fiksno pražnenje baterijskih sistema od 2h).

Tabela II - Razmatrani slučajevi dimenzionisanja skladišta energije

Slučaj	Čvor	Kapacitet baterija [MWh]
B_L (veliki)	5	2.4
	6	3.2
	7	2.4
B_S (mali)	5	0.8
	6	1.6
	7	0.8

2.3 Tržišni i obračunski podaci

Tržišni i obračunski parametri zasnovani su na javno dostupnim podacima iz Severne Makedonije: satne cene dan unapred od operatora tržišta MEMO [19], penalne cene poravnanja odstupanja od MEPSO [20] (51 €/MWh za višak isporuke, 180 €/MWh za manjak), i maloprodajna tarifa od 109 €/MWh prema Regulatornoj komisiji za energetiku [21]. Konstantne vrednosti koriste se kako bi se izolovao uticaj cene ugljenika u operativnom modelu

3 REZULTATI

3.1 Vreme optimizacije i raspored rada

Pre razmatranja rezultata analize osetljivosti, pregledan je slučaj većeg skladišta energije B_L pri ceni CO_2 od 50 €/tCO_2 tokom tipičnog jesenjeg radnog dana. Proizvodnja iz PV elektrana u potpunosti se koristi kada je dostupna, ostale generatori pokrivaju preostalo neto opterećenje (ugalj kao osnovni izvor, a biomasa kao dopuna u satima sa većim neto opterećenjem), dok baterijski sistema uglavnom služe za pomeranje energije unutar dana, puneći se tokom perioda visoke proizvodnje iz PV sistema i prazneći se tokom sati povećane potražnje. Iako je ugovorena razmena energije jednaka nuli, mogu se pojaviti manji izvozi energije ukoliko takvo rešenje ostaje optimalno sa stanovišta troška uz zadate ograničenja i pravila poravnanja.

Tabela III prikazuje odgovarajuću dnevnu strukturu troškova i prihoda. Posmatrani slučaj ostvaruje neto gubitak u okviru pretpostavljenog sistema poravnanja, pri čemu najveći deo ukupnih troškova potiče od proizvodnje u termoelektranama i eksplicitnih troškova usklađivanja sa CO_2 regulativom, dok su stavke povezane sa odstupanjima (dodatna kupovina/prodaja i penalizacija) relativno manje.

Tabela III - Pregled troškova i prihoda za primer simulacije

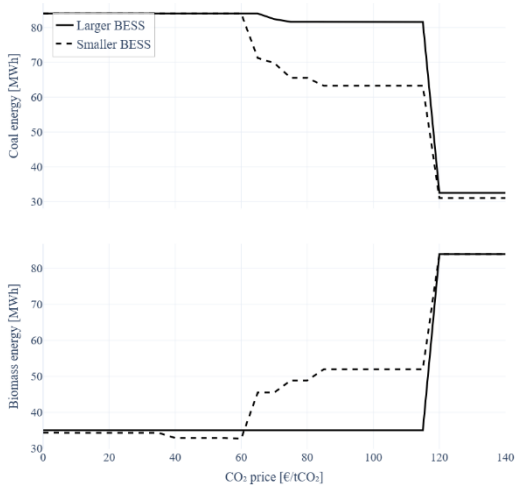
Stavka	Vrednost [€]
Trošak proizvodnje	16,660.00
Trošak degradacije BESS	79.14
CO_2 trošak	3,920.00

Dodatni trošak kupovine (poravnanje manjka)	2.34
Dodatni prihod od prodaje (poravnanje viška)	393.89
Penal (višak isporuke)	125.26
Penal (manjak isporuke)	4.48
Prihod od maloprodaje	13,209.67
Ukupni troškovi	20,791.22
Ukupni prihodi	13,603.56
Neto profit	-7,187.67

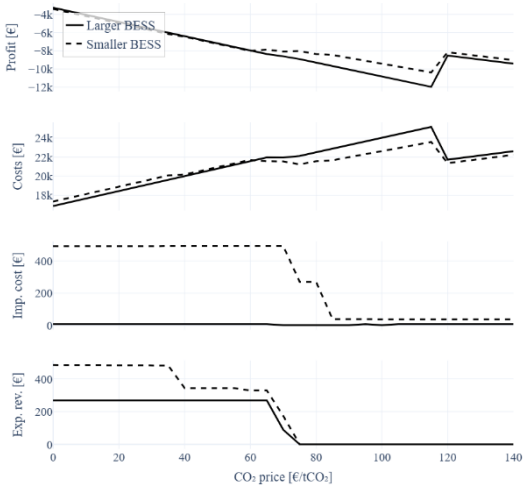
3.2 Promena proizvodnog miksa i zamena goriva

Slika 2 prikazuje ukupnu dnevnu proizvodnju energije iz elektrana na ugalj i biomasu sa porastom cene ugljenika, za oba slučaja dimenzionisanja baterijskih sistema. Pri niskim cenama ugljenika optimalni raspored rada dominantno koristi ugalj zbog njegovog nižeg marginalnog troška proizvodnje. Kako cena ugljenika raste, efektivni marginalni trošak proizvodnje iz uglja povećava se (usled troška emisija), pa se raspodela proizvodnje postepeno preusmerava ka biomasi. Ovaj prelaz nije kontinuiran; umesto toga, krive pokazuju prelazni region u kome optimizacioni model prelazi između rešenja sa dominacijom uglja i rešenja sa dominacijom biomase, u zavisnosti od promene relativnih troškova pod uticajem mrežnih i operativnih ograničenja. Prisustvo skladištenja energije utiče na vreme i intenzitet ovih promena tako što menja profil neto opterećenja i sate u kojima je termoelektrična proizvodnja najvrednija.

Treba napomenuti da se teorijska tačka prelaza između uglja i biomase može proceniti direktno iz parametara modela. Efektivni marginalni trošak elektrane na ugalj raste sa cenom ugljenika prema izrazu $50 + 0.85 \cdot tCO_2/MWh$ [€/MWh], dok odgovarajuća vrednost za biomasu iznosi $90 + 0.20 \cdot \lambda CO_2$ [€/MWh]. Izjednačavanjem troška elektrane na ugalj i elektrane na biomasu dešava se po ceni od oko 61.5 €/tCO_2. Prisustvo mrežnih ograničenja, operativnih granica generatora i skladištenja energije uzrokuje odstupanja od ove vrednosti, budući da optimizacioni model mora uravnotežiti ekonomske i tehničke faktore tokom čitavog planskog horizonta. To objašnjava zašto se u rezultatima uočava prelazni region raspoređen unutar određenog opsega cena, a ne kao oštar prag.



Slika 2 – Analiza proizvodnju energije



Slika 3 – Kriva promene ekonomskih pokazatelja

3.3 Troškovi i prihodi

Slika 3 prikazuje ekonomski odgovor sistema na promenu cene ugljenika. Za oba slučaja baterijskih sistema, ukupni operativni trošak raste sa povećanjem cene ugljenika, dok neto profit ostaje negativan duž celog analiziranog opsega, što je u skladu sa strogom strukturom samobalansiranja i penalizacije odstupanja. Kretanje troškova rezultat je interakcije dva efekta: direktnog povećanja troškova emisijskih dozvola CO_2 i indirektnih promena troškova izazvanih prelaskom sa uglja na biomasu i promenjenim rasporedom proizvodnje. Primetna

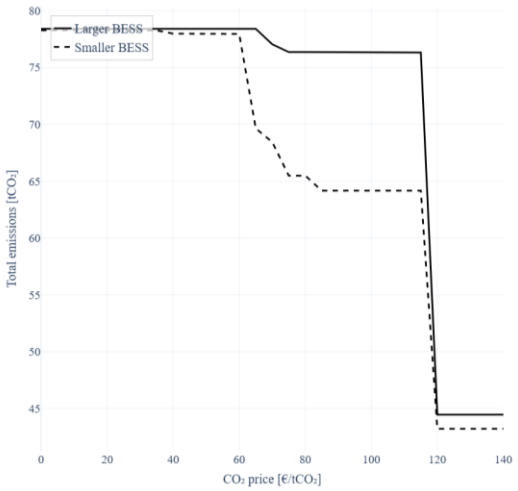
promena trenda javlja se u regionu prelaska sa uglja na biomasu prikazanom na *Slika 2*, gde sistem smanjuje emisije i time delimično ublažava rast troškova povezanih sa emisijama ugljenika. Paneli sa uvozom i izvozom pokazuju da je razmena energije sa mrežom ograničena i da generalno postaje manje atraktivna sa rastom cene ugljenika, jer optimizacioni model pridaje veći značaj izbegavanju izloženosti odstupanjima. U poređenju sa slučajem manjeg skladišta energije, veći baterijski sistem smanjuje osetljivost sistema preraspodelom energije unutar dana, čime se smanjuje potreba za penalizovanim balansnim akcijama. Ipak, ovo poboljšanje nije dovoljno da se postigne profitabilnost u okviru pretpostavljenog cenovnog okruženja.

Razmatrajući strukturu troškova prikazanu u Tabeli III, direktni troškovi CO_2 dozvola pri ceni od 50 €/tCO_2 iznose 3.920 €, što čini oko 19% ukupnih troškova sistema. Sa porastom cene ugljenika ovaj udeo raste sve do prelaznog regiona, gde zamena uglja biomasom smanjuje emisije za oko 40% i time ublažava dalje povećanje troška CO_2. Negativan neto profit koji se javlja u celom analiziranom opsegu direktna je posledica kombinacije visoke asimetrije penalnih cena za manjak isporuke (180 €/MWh) u odnosu na višak (51 €/MWh), penalizovane razmene energije sa mrežom i maloprodajne tarife (109 €/MWh) koja nije dovoljna da pokrije operativne troškove termoelektričnih jedinica. Ovi rezultati ukazuju da bi prilagođavanje mehanizma poravnanja odstupanja, naročito smanjenjem asimetrije između penala za manjak i višak isporuke, moglo imati veći uticaj na ekonomsku održivost mikromreže od same promene cene ugljenika.

3.4 Osetljivost emisija CO_2

Slika 4 prikazuje ukupne dnevne emisije CO_2 kao funkciju cene ugljenika. Emisije ostaju relativno stabilne pri niskim cenama ugljenika kada je proizvodnja iz uglja i dalje ekonomski povoljnija, a zatim opadaju kako se raspored proizvodnje preusmerava ka biomasi. Smanjenje emisija naročito je izraženo u prelaznom regionu, što ukazuje da određivanje cene ugljenika može pokrenuti značajnu dekarbonizaciju čak i u mikromreži sa ograničenjima. Razlike između dva slučajeva baterijskih kapaciteta proizilaze iz promene rasporeda rada: skladištenje energije utiče na trenutke u kojima elektrana na ugalj mora da radi kako bi pokrila neto opterećenje i potrebe punjenja baterija, što može ubrzati ili odložiti smanjenje emisija u zavisnosti od nivoa cene ugljenika. Ukupno posmatrano, krive emisija prate promenu proizvodnog miksa prikazanu na *Slika 2*, potvrđujući da je glavni mehanizam dekarbonizacije u ovom sistemu zamena proizvodnje iz uglja proizvodnjom iz biomase sa nižim emisijama, uz dodatnu fleksibilnost koju obezbeđuje skladištenje energije.

Sa stanovišta politike dekarbonizacije, ovi rezultati ukazuju da je cena ugljenika od oko 60–65 €/tCO_2 kritičan prag za aktiviranje zamene goriva u posmatranoj mikromreži, vrednost koja je u skladu sa tekućim nivoima EU ETS cena, sugerirajući da je opisani efekat zamene potencijalno relevantan u praksi. Ipak, ekonomska nerentabilnost sistema u celom opsegu cena pokazuje da sami tržišni signali cene ugljenika nisu dovoljni za finansijski održiv rad u uslovima strogih pravila samobalansiranja. Ovi nalazi idu u prilog kombinovanim pristupima koji paralelno razmatraju cenu ugljenika, mehanizme poravnanja odstupanja i dimenzionisanje skladišnih kapaciteta. Posebno, adekvatno dimenzionisan baterijski sistem ne samo da redukuje izloženost penalizovanim balansnim akcijama, već menja i vremensku strukturu dispečiranja na način koji može ubrzati ili odložiti tranziciju ka čistijem gorivu u zavisnosti od profila opterećenja.



Slika 4 – Kriva promene emisija CO_2

4 ZAKLJUČAK

U ovom radu analizirana je osetljivost na cenu ugljenika u modelu sigurnosno ograničenog angažiranja agregatia za referentnu mikromrežu sa 7 čvorova, koja obuhvata PV proizvodnju, proizvodne jedinice na ugalj i biomasu, kao i distribuirane baterijske sisteme. Sprovedena je analiza opsega cena ugljenika od 0 do 140 €/tCO_2 za reprezentativni jesenji radni dan, u uslovima striktnih pravila samobalansiranja uz penalizaciju odstupanja, pri čemu su upoređena dva slučaja dimenzionisanja skladišta energije. Za pretpostavljene parametre poravnanja i tarife, neto profit ostaje negativan u celom opsegu analiziranih cena ugljenika. Povećanje cene ugljenika podiže operativne troškove i po pravilu dodatno pogoršava profitabilnost, sve do prelaznog regiona u kome se optimalni dispeč prebacuje sa režima dominacije uglja na režim dominacije biomase. Ova zamena goriva smanjuje emisije CO_2 za približno 40% i ublažava rast ukupnih troškova, ali ne dovodi do povratka na profitabilno poslovanje. Veći baterijskih sistema umanjuje osetljivost sistema menjanjem dnevnog režima rada i smanjenjem izloženosti penalizovanim balansnim akcijama, međutim gubici i dalje ostaju prisutni u okviru usvojenih tržišnih pretpostavki.

LITERATURA

[1] Climate Action, *"About the EU ETS"*, https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-markets/about-eu-ets.

[2] International Energy Agency, *"ETS in power sector"*, https://www.iea.org/reports/implementing-effective-emissions-trading-systems/ets-in-power-sector.

[3] C. Y. Chen et al., *"Security constrained unit commitment for electricity market: Modeling, solution methodology and future challenges (TR96)"*, IEEE Resource Centers, Oct. 2024, doi: 10.17023/1j99-wn34.

[4] N. Zhang, Z. Hu, D. Dai, S. Dang, M. Yao, and Y. Zhou, *"Unit commitment model in smart grid environment considering carbon emissions trading"*, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 7, no. 1, pp. 420–427, Mar. 2015, doi: 10.1109/tsg.2015.2401337.

[5] D. Guo, J. Yu, and M. Ban, *"Security-constrained unit commitment considering differentiated regional air pollutant intensity"*, Sustainability, vol. 10, no. 5, p. 1433, May 2018, doi: 10.3390/su10051433.

[6] G. Brusco, D. Menniti, and N. Sorrentino, *"A rolling horizon management model to reduce imbalance in real-time for a renewable energy community"*, Sustainable Energy Grids and Networks, vol. 43, p. 101828, Jul. 2025, doi: 10.1016/j.segan.2025.101828.

[7] H. Algarvio, A. Couto, and A. Estanqueiro, *"A double pricing and penalties 'separated' imbalance settlement mechanism to incentive self balancing of market parties"*, 2024 20th International Conference on the European Energy Market (EEM), pp. 1–6, Jun. 2024, doi: 10.1109/eem60825.2024.10609005.

[8] K. Fahy, M. Stadler, Z. K. Pecenak, and J. Kleissl, *"Input data reduction for microgrid sizing and energy cost modeling: Representative days and demand charges"*, Journal of Renewable and Sustainable Energy, vol. 11, no. 6, Nov. 2019, doi: 10.1063/1.5121319.

[9] G. Veljanovski, P. Popovski, M. Atanasovski, and M. Kostov, *"Implementation of neural networks and feature selection for short term load forecast"*, 2022 57th International Scientific Conference on Information, Communication and Energy Systems and Technologies (ICEST), pp. 1–4, Jun. 2022, doi: 10.1109/icest55168.2022.9828610.

[10] E. Stefanoska, S. Stavreva, and I. Andreevski, *"A systematic approach to energy management in an industrial steam boiler plant: Improving energy efficiency, economic and environmental performance"*, Thermal Science, vol. 29, no. 5 Part A, pp. 3343–3354, Jan. 2025, doi: 10.2298/tsci241220047s.

[11] B. Dimovski, C. Dimitrieska, S. Chalamani, and E. Stefanoska, *"Utilization of landfill gas for electricity production"*, 2025 60th International Scientific Conference on Information, Communication and Energy Systems and Technologies (ICEST), pp. 1–4, Jun. 2025, doi: 10.1109/icest66328.2025.11098381.

[12] P. Popovski, G. Veljanovski, M. Atanasovski, S. N. Poceva, A. Chaushevski, *"Risk-averse aggregator scheduling via CVaR-based stochastic unit commitment"*, under review.

[13] J. D. Jenkins et al., *"The benefits of nuclear flexibility in power system operations with renewable energy"*, Applied Energy, vol. 222, pp. 872–884, Jul. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.03.002.

[14] S.-H. Ahn et al., *"Load-following operation of small modular reactors under unit commitment planning with various photovoltaic system conditions"*, Energies, vol. 16, no. 7, p. 2946, Mar. 2023, doi: 10.3390/en16072946.

[15] H. O. R. Howlader, et al., *"Energy storage system analysis review for optimal unit commitment"*, Energies, vol. 13, no. 1, p. 158, Dec. 2019, doi: 10.3390/en13010158.

[16] G. Gutierrez-Alcaraz and V. H. Hinojosa, *"Using generalized generation distribution factors in a MILP model to solve the transmission-constrained unit commitment problem"*, Energies, vol. 11, no. 9, p. 2232, Aug. 2018, doi: 10.3390/en11092232.

[17] European Securities and Markets Authority, *"EU carbon markets 2024"*, Market Report, 2024.

[18] M. N. Alam, et al., *"A benchmark test system for networked microgrids"*, IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 16, no. 10, pp. 6217–6230, Feb. 2020, doi: 10.1109/tii.2020.2976893.

[19] Macedonian national electricity market operator MEMO, official website, https://dam.memo.mk

[20] Macedonian Transmission System Operator – MEPSO, official website, https://www.mepso.com.mk
[21] Energy and Water Services Regulatory Commission of the Republic of North Macedonia, official website, https://www.erc.org.mk
[22] M. Joshi, D. Palchak, S. Rehman, S. K. Soonee, S. C. Saxena, and S. R. Narasimhan, *"Ramping up the ramping capability: India's power system transition"*, NREL Report, 2020.
[23] A. Anisie and F. Boshell, *"Flexibility in conventional power plants: Innovation landscape brief"*, International Renewable Energy Agency Report, 2019.
[24] A. Schröder et al., *"Current and prospective costs of electricity generation technologies"*, DIW Data Documentation 68, Berlin, 2013.
[25] International Renewable Energy Agency, *"Renewable power generation costs in 2022"*, Abu Dhabi, 2023.
[26] National Renewable Energy Laboratory (NREL), *"2023 annual technology baseline (ATB) cost and performance data for electricity generation technologies"*, Golden, CO, 2023.
[27] Intergovernmental Panel on Climate Change, *"Technology-specific cost and performance parameters"*, AR5 WGIII Annex III, 2014.

Broj rada: R4-10

UTICAJ FAZNO-SVESNOG MODELOVANJA OPTEREĆENJA NA SOPSTVENU POTROŠNJU U TROFAZNIM REZIDENCIJALNIM KROVNIM FOTONAPONSKIM SISTEMIMA

IMPACT OF PHASE-AWARE LOAD MODELING ON SELF-CONSUMPTION IN THREE-PHASE RESIDENTIAL ROOFTOP PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

Goran VELJANOVSKI, Tehnički fakultet Bitola, Severna Makedonija*
Pande POPOVSKI, Tehnički fakultet Bitola, Severna Makedonija
Faruk ŠEHIĆ, Elektroprivreda Bosne i Hercegovine, Bosna i Hercegovina
Blagoja ARAPINOSKI, Tehnički fakultet Bitola, Severna Makedonija
Metodija ATANASOVSKI, Tehnički fakultet Bitola, Severna Makedonija

KRATAK SADRŽAJ

Rezidencijalni krovni fotonaponski (PV) sistemi se sve više primjenjuju kao dio tranzicije ka decentralizovanim i niskougljičnim energetskim sistemima. U tom kontekstu, unapređenje i tačna procjena sopstvene potrošnje domaćinstava postaju ključni ciljevi, naročito u niskonaponskim trofaznim distributivnim mrežama. Iako trofazni PV sistemi obično predaju energiju simetrično u sve faze, analize sopstvene potrošnje najčešće pretpostavljaju da su i opterećenja domaćinstva ravnomjerno raspoređena po fazama. Međutim, u realnim rezidencijalnim sistemima većina uređaja je jednofazna, što dovodi do nesimetrije napona i mogućnosti istovremenog preuzimanja i predaje energije iz mreže, čak i u uslovima dovoljne proizvodnje iz PV sistema.
U ovom radu je predstavljena komparativna analiza sopstvene potrošnje u rezidencijalnom domaćinstvu opremljenom PV sistemom na krovu, uz razmatranje kako agregiranog, tako i fazno-svjesnog modeliranja opterećenja. Analizirano je više scenarija, uključujući normalan rad i pomjeranje opterećenja, kako u simetričnoj tako i u asimetričnoj reprezentaciji potrošnje. Problem pomjeranja opterećenja formulisan je kao problem mješovitog cjelobrojnog linearnog programiranja (MILP), implementiran u Pyomo okruženju i riješen korištenjem CPLEX solvera, sa ciljem maksimizacije dnevne sopstvene potrošnje. Rezultati pokazuju da konvencionalni agregirani pristup sistematski precjenjuje i osnovnu sopstvenu potrošnju i ostvarive koristi od pomjeranja opterećenja. Kada se eksplicitno uzme u obzir fazna raspodjela uređaja, ostvariva sopstvena potrošnja se značajno smanjuje zbog nepoklapanja između proizvodnje i potrošnje po fazama. Dodatno, potpuno fazno-svjestan pristup pomjeranju opterećenja daje realističnije i fizički izvodljive rezultate, iako sa umjerenijim poboljšanjima u odnosu na agregiranu optimizaciju. Dobijeni rezultati naglašavaju značaj fazno-svjesnog modeliranja za tačnu procjenu i optimizaciju sopstvene potrošnje u rezidencijalnim fotonaponskim sistemima, posebno u uslovima rastuće penetracije distribuirane proizvodnje u niskonaponskim mrežama.

Ključne riječi: asimetrično opterećenje, pomeranja opterećenja, krovni PV, sopstvena potrošnja

ABSTRACT

Residential rooftop photovoltaic (PV) systems are increasingly deployed as part of the transition toward decentralized and low-carbon energy systems. In this context, improving and accurately assessing household self-consumption has become a key objective, particularly in low-voltage three-phase residential networks. While three-phase PV systems typically inject power symmetrically into all phases, self-consumption analyses commonly assume that household loads are also symmetrically distributed. However, in real residential systems, most appliances are connected to individual phases, resulting in inherent phase unbalance and possible simultaneous grid import and export, even in the presence of sufficient PV generation.
This paper presents a comparative analysis of self-consumption in a residential household equipped with a rooftop PV system, considering both aggregated and phase-aware load modeling approaches. Several scenarios are analyzed, including normal operation and load shifting, under both symmetrical and asymmetrical representations of household demand. The load shifting problem is formulated as a mixed-integer linear programming (MILP)

* goran.veljanovski@uklo.edu.mk

model, implemented in Pyomo and solved using the CPLEX solver, with the objective of maximizing daily self-consumption. The results demonstrate that the conventional aggregated approach systematically overestimates both baseline self-consumption and the achievable benefits of load shifting. When appliance phase allocation is explicitly considered, the achievable self-consumption is notably reduced due to phase mismatch between generation and demand. Furthermore, a fully phase-aware load shifting strategy provides more realistic and physically feasible results, although with more moderate improvements compared to aggregated optimization. These findings highlight the importance of phase-aware modeling for the accurate assessment and optimization of self-consumption in residential photovoltaic systems, particularly in the context of increasing penetration of distributed generation in low-voltage networks.

Key words: asymmetrical load, load shifting, rooftop PV, self-consumption

1. UVOD

Povećana primjena fotonaponskih sistema u rezidencijalnom sektoru transformisala je tradicionalne potrošače u „prozjumere“, koji istovremeno troše i proizvode električnu energiju [1]. Ova promjena paradigme nameće potrebu za optimizacijom korištenja lokalno proizvedene solarne energije, pri čemu sopstvena potrošnja postaje ključni pokazatelj ekonomske isplativosti i stabilnosti elektroenergetskog sistema [2]. Sopstvena potrošnja predstavlja udio lokalno proizvedene fotonaponske energije koja se direktno koristi na mjestu proizvodnje, čime se smanjuje zavisnost od mreže i povećava ekonomska korist za prozjumere, posebno u uslovima smanjenih otkupnih cijena za isporučenu energiju [3]. Visok nivo sopstvene potrošnje smanjuje izvoz viškova PV energije u mrežu, čime se ublažavaju potencijalni problemi u radu mreže i povećava energetska nezavisnost domaćinstava [4]. Dodatno, povećanje sopstvene potrošnje prepoznato je kao važan faktor za unapređenje ukupne efikasnosti distribuiranih energetskih sistema, uz istovremeno smanjenje opterećenja distributivnih mreža [5].

Savremena istraživanja ukazuju da regulatorni okviri, kao što su net-billing i smanjene otkupne tarife, imaju ključnu ulogu u podsticanju većih nivoa sopstvene potrošnje kod rezidencijalnih prozjumera [6]. U tom kontekstu, isplativost i atraktivnost sistema zasnovanih na sopstvenoj potrošnji snažno zavise od tarifnih struktura i regulatornog dizajna [7]. Više novijih radova analiziralo je uticaj različitih regulatornih mehanizama na nivo sopstvene potrošnje, pokazujući da politike direktno oblikuju ekonomske podsticaje za maksimalno korištenje energije na mjestu proizvodnje [8]. Pored toga, komparativne studije između različitih zemalja ukazuju da razlike u tarifnim sistemima dovode do značajno različitih rezultata u pogledu sopstvene potrošnje, čak i pri sličnim uslovima proizvodnje iz fotonaponskih sistema [9]. Takođe, studije zasnovane na visokorezolutnom modeliranju naglašavaju značaj preciznog kvantifikovanja sopstvene potrošnje radi procjene efikasnosti politika distribuirane proizvodnje i njihovog uticaja na distributivne mreže [10].

Različiti pristupi su predloženi za povećanje sopstvene potrošnje u rezidencijalnim objektima, pri čemu se većinom fokusiraju na postizanje bolje vremenske usklađenosti između proizvodnje iz fotonaponskih sistema i potrošnje električne energije na mjestu korištenja. Ovi pristupi se najčešće zasnivaju na upravljanju potrošnjom (DSM – demand-side management) i primjeni baterijskih sistema za skladištenje energije (BESS). Primjena DSM-a široko je zastupljena kao jedan od ključnih pristupa za povećanje sopstvene potrošnje u rezidencijalnim fotonaponskim sistemima. Fernández i sar. [11] pokazali su da DSM zasnovan na optimalnom upravljanju termostatskim opterećenjima može značajno povećati korištenje lokalno proizvedene fotonaponske energije u zgradama.

Novija istraživanja takođe pokazuju da različite DSM strategije, kao što su pomjeranje opterećenja (load shifting), smanjenje vršnog opterećenja (peak shaving) i popunjavanje dolina potrošnje (valley filling), imaju značajan uticaj na ekonomske performanse rezidencijalnih prozjumer sistema, istovremeno utičući na nivo sopstvene potrošnje i zavisnost od mreže [12]. Istovremeno, pregledni radovi ukazuju da efikasnost DSM pristupa u velikoj mjeri zavisi od tipa upravljivog opterećenja i primijenjene strategije upravljanja, pri čemu su ostvarena poboljšanja u mnogim slučajevima manja u odnosu na rješenja zasnovana na skladištenju energije [13]. Dodatno, DSM strategije zasnovane na upravljivim opterećenjima u zgradama omogućavaju smanjenje nepodudarnosti između proizvodnje iz PV sistema i potrošnje, pomjeranjem potrošnje ka periodima lokalne proizvodnje [14]. U cjelini, literatura ukazuje da DSM predstavlja efikasan pristup za povećanje sopstvene potrošnje, iako njegov uticaj u velikoj mjeri zavisi od konkretnog slučaja i fleksibilnosti raspoloživog potrošačkog profila u domaćinstvu.

Iako navedena istraživanja pružaju značajan uvid u povećanje sopstvene potrošnje primjenom DSM-a, ona najčešće polaze od agregiranih ili balansiranih modela opterećenja, gdje se potrošnja domaćinstva tretira kao trofazni sistem. Međutim, u realnim rezidencijalnim uslovima većina uređaja je priključena kao jednofazno opterećenje, što dovodi do inherentne fazne neuravnoteženosti i potencijalno različitog ponašanja sopstvene potrošnje na nivou faza. Ova pojednostavljenja mogu dovesti do netačne procjene sopstvene potrošnje i nepotpune analize interakcije sa distributivnom mrežom. Stoga postoji istraživački jaz u preciznom modeliranju sopstvene potrošnje u realnim uslovima raspodjele opterećenja po fazama u rezidencijalnim sistemima.

U cilju prevazilaženja ovog problema, ovaj rad daje dva ključna doprinosa. Prvo, razvija se realističniji model za proračun sopstvene potrošnje koji eksplicitno uzima u obzir jednofazne priključke uređaja i njihovu raspodjelu po fazama. Drugo, razvijen je algoritam za pomjeranje opterećenja i upravljanje BESS-om koji uključuje faznu svjesnost, čime se omogućava bolja usklađenost između proizvodnje iz fotonaponskih sistema i potrošnje na nivou faza.

Ostatak rada organizovan je na sljedeći način. U Poglavlju 2 opisana je predložena metodologija, uključujući formulaciju sopstvene potrošnje, kao i modeliranje pomjeranja opterećenja i rada BESS-a u fazno-svjesnom okviru. Poglavlje 3 prikazuje analizirani prozjumer slučaj i diskusiju dobijenih rezultata. U Poglavlju 4 dati su glavni zaključci rada, dok Poglavlje 5 sadrži korištenu literaturu.

2. METODOLOGIJA

2.1 Sopstvena potrošnja

Sopstvena potrošnja se definiše kao dio fotonaponske (PV) energije koji se direktno koristi na mjestu proizvodnje od strane prozjumera. Najčešće se izražava kao odnos između lokalno iskorištene PV proizvodnje i ukupne proizvedene energije, pri čemu predstavlja vremensko preklapanje između proizvodnje i potrošnje.

Ako se ukupna PV proizvodnja označi kao $P(t)$, a ukupno opterećenje kao $L(t)$, a tada se lokalno iskorištena PV snaga $U(t)$ može zapisati kao:

$$U(t) = \min\{P(t), L(t)\} \tag{1}$$

a sopstvena potrošnja se definiše kao:

$$SC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} U(t)dt}{\int_{t_1}^{t_2} P(t)dt} \tag{2}$$

Ova formulacija je široko prihvaćena u literaturi, međutim implicitno pretpostavlja agregirani ili balansirani prikaz opterećenja, gdje se ukupna potrošnja domaćinstva tretira kao jedno ekvivalentno trofazno opterećenje. U praksi, rezidencijalni potrošači se pretežno sastoje od jednofaznih uređaja koji su neravnomjerno raspoređeni po fazama, dok konvencionalni trofazni invertori obično ubrizgavaju jednaku snagu u svaku fazu. Kao rezultat toga, interakcija između PV proizvodnje i opterećenja odvija se na nivou faza, a agregirana formulacija može dovesti do netačnosti u procjeni sopstvene potrošnje.

U cilju prevazilaženja ovog ograničenja, uvodi se fazno-svjesna definicija sopstvene potrošnje, pri čemu $P^{(k)}(t)$ označavaju proizvodnju iz PV sistema i $P^{(k)}(t)$ opterećenje na fazi k respektivno, gdje je $k \in \{1, 2, 3\}$. Lokalno iskorištena PV snaga na svakoj fazi data je izrazom:

$$U^{(k)}(t) = \min\{P^{(k)}(t), L^{(k)}(t)\}, \quad k \in \{1,2,3\} \tag{3}$$

Ukupna iskorištena PV snaga preko svih faza tada se može zapisati kao:

$$U_{tot}(t) = \sum_{k=1}^{3} \min\{P^{(k)}(t), L^{(k)}(t)\} \tag{4}$$

a fazno-svjesna sopstvena potrošnja definiše se kao:

$$SC_{tot} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} \sum_{k=1}^{3} \min\{P^{(k)}(t), L^{(k)}(t)\}dt}{\int_{t_1}^{t_2} \sum_{k=1}^{3} P^{(k)}(t)dt} \tag{5}$$

U slučaju konvencionalnih trofaznih invertora, koji ubrizgavaju jednaku snagu u svaku fazu, proizvodnja iz PV sistema može se izraziti kao:

$$P^{(1)}(t) = P^{(2)}(t) = P^{(3)}(t) = \frac{P(t)}{3} \tag{6}$$

Ova fazno-svjesna formulacija omogućava precizniju reprezentaciju sopstvene potrošnje u rezidencijalnim sistemima, naročito u prisustvu fazne neuravnoteženosti uzrokovane jednofaznim uređajima.

2.2 Pomjeranje opterećenja

Pomjeranje opterećenja (load shifting) ima za cilj povećanje sopstvene potrošnje premještanjem rada fleksibilnih uređaja iz perioda sa niskom proizvodnjom iz PV sistema u periode sa većom proizvodnjom. Ako $L_{fix}(t)$ označava nepromjenjivo opterećenje, a $L_{sh}(t)$ pomjerljivo opterećenje, tada se ukupno opterećenje može izraziti kao:

$$L(t) = L_{\text{fix}}(t) + L_{\text{sh}}(t) \tag{7}$$

a cilj je maksimizacija sopstvene potrošnje, što se može formulisati kao minimizacija izvezene fotonaponske energije tokom posmatranog vremenskog horizonta:

$$\min \sum_{t \in H} P_{\text{ex}}(t) \tag{8}$$

gdje $P_{ex}(t)$ označava izvezenu PV energiju u času t, i $H = \{1, 2, \ldots, 24\}$. Izvezena energija definiše se kao:

$$P_{\text{ex}}(t) = \begin{cases} -N(t), & \text{if N}(t) < 0 \\ 0, & \text{otherwise} \end{cases} \tag{9}$$

gdje je $N(t)$ neto opterećenje u času t, izraženo kao:

$$N(t) = L_{\text{fix}}(t) + \sum_{i \in \mathsf{A}} l_i \, x_{i,t} - P(t) \tag{10}$$

gdje je A skup pomjerljivih uređaja, l_i potrošnja uređaja i, a $x_{i,h}$ binarna odlučivačka varijabla jednaka 1 ako je uređaj i planiran da radi u satu t, a 0 u suprotnom. Kako bi se obezbijedilo da se svaki uređaj aktivira samo jednom unutar dozvoljenog vremenskog intervala T_i, uvodi se sljedeće ograničenje:

$$\sum_{t \in T_i} x_{i,t} = 1, \qquad \forall i \in \mathsf{A} \tag{11}$$

U fazno-svjesnom slučaju, problem pomjeranja opterećenja formulisan je kao minimizacija izvezene fotonaponske energije po svim fazama posmatranog vremenskog horizonta:

$$\min \sum_{t \in H} \sum_{k=1}^{3} P_{\text{ex}}^{(k)}(t) \tag{12}$$

gdje $P_{\text{ex}}^{(k)}(t)$ označava izvezenu PV energiju u fazi k u času t. Izvezena energija u svakoj fazi definiše se kao:

$$P_{\text{ex}}^{(k)}(t) = \begin{cases} -N^{(k)}(t), & \text{if } N^{(k)}(t) < 0 \\ 0, & \text{otherwise} \end{cases} \tag{13}$$

gdje je $N^{(k)}(t)$ neto opterećenje u fazi k u času t, može izraziti kao:

$$N^{(k)}(t) = L_{\text{fix}}^{(k)}(t) + \sum_{i \in \mathsf{A}^{(k)}} l_i \, x_{i,h} - P^{(k)} \tag{14}$$

Ova formulacija obezbjeđuje da svaki pomjerljivi uređaj doprinosi isključivo fazi na koju je fizički priključen, čime se omogućava realističnija procjena sopstvene potrošnje u rezidencijalnim sistemima sa dominantno jednofaznim opterećenjima.

3. STUDIJA SLUČAJA

3.1 Analizirani scenariji

U cilju sistematske evaluacije uticaja fazne svjesnosti na sopstvenu potrošnju, definisano je nekoliko scenarija. Kao referentni slučaj, sopstvena potrošnja se najprije izračunava za normalan rad i za slučaj sa pomjeranjem opterećenja, uz pretpostavku agregiranog modela u kojem se svi uređaji posmatraju kao trofazni i ravnomjerno raspoređeni. Ovaj pristup predstavlja konvencionalnu metodologiju koja se najčešće koristi u literaturi.
U drugom scenariju, sopstvena potrošnja se analizira za normalan rad uz eksplicitnu raspodjelu uređaja po fazama, čime se uzima u obzir inherentna fazna neuravnoteženost rezidencijalnih sistema. Na taj način omogućena je procjena odstupanja u odnosu na agregirani model izazvanog realističnom raspodjelom opterećenja. U trećem scenariju, pomjeranje opterećenja se primjenjuje u okviru agregiranog modela i upoređuje sa slučajem normalnog

rada, kako bi se kvantifikovalo ostvarivo poboljšanje sopstvene potrošnje bez razmatranja faznih ograničenja. Nakon toga, isti raspored rada uređaja analizira se u fazno-svjesnom okviru, pri čemu se rad svakog uređaja mapira na odgovarajuću fazu. Ovaj korak jasno ukazuje na ograničenja agregirane optimizacije kada se primijeni na fizički realne sisteme.
Na kraju, implementira se potpuno fazno-svjesna strategija pomjeranja opterećenja, u kojoj i optimizacija i model sistema eksplicitno uzimaju u obzir faznu povezanost svakog uređaja. Ovaj scenario daje najrealističniju procjenu ostvarive sopstvene potrošnje i predstavlja osnovu za evaluaciju predloženog pristupa.

3.2 Korišteni podaci

Kako bi se demonstrirao uticaj fazne svjesnosti na sopstvenu potrošnju, kao studija slučaja razmatra se rezidencijalni potrošač iz PLEGMA skupa podataka [15]. Skup podataka pruža detaljne informacije o potrošnji električne energije u domaćinstvu, uključujući profile opterećenja na nivou pojedinačnih uređaja, njihove nazivne snage i tipične obrasce korištenja, sa vremenskom rezolucijom od 10 sekundi. Za potrebe ovog rada, podaci visoke rezolucije su agregirani na časovni nivo kako bi bili usklađeni sa horizontom optimizacije. Na osnovu operativnih karakteristika i zahtjeva komfora korisnika, klima uređaj (AC), frižider i bojler se tretiraju kao nepromjenjiva opterećenja, dok se veš mašina i mašina za pranje sudova modeluju kao pomjerljiva opterećenja.
Agregirani profil potrošnje se ravnomjerno raspoređuje na tri faze, uz pretpostavku balansirane osnovne potrošnje. Nepromjenjiva opterećenja se zatim pojedinačno dodjeljuju određenim fazama, u skladu sa realnim jednofaznim priključcima. Dodatno, pomjerljiva opterećenja se raspoređuju tako da se po jedan uređaj nalazi na svakoj fazi. U ilustrativne svrhe, uveden je i dodatni uređaj – sušilica – sa tipičnim profilom rada, kako bi se obezbijedilo da svaka faza sadrži po jedno pomjerljivo opterećenje. Ovakva raspodjela omogućava realističnu reprezentaciju rezidencijalnih sistema, u kojima su opterećenja neravnomjerno raspoređena po fazama, uprkos inicijalno balansiranom agregiranom profilu. Takođe, omogućava direktno poređenje između konvencionalnog agregiranog pristupa i predloženog fazno-svjesnog modela.
S obzirom na to da PLEGMA skup podataka ne sadrži podatke o PV proizvodnji, u analizu je sintetički uključen krovni fotonaponski sistem. Profil proizvodnje dobijen je korištenjem PVGIS alata za rezidencijalni sistem snage 6 kWp, sa južnom orijentacijom i nagibom od 30°. Ova konfiguracija predstavlja tipičan rezidencijalni PV sistem i omogućava generisanje realističnih proizvodnih profila za evaluaciju sopstvene potrošnje u agregiranom i fazno-svjesnom slučaju.

3.3 Rezultati

U cilju kvantifikacije uticaja fazne svjesnosti, sprovedena je studija slučaja za Kuću 5 iz PLEGMA skupa podataka za period od 01.01.2023 do 30.09.2023. U ovoj referentnoj analizi, sopstvena potrošnja se procjenjuje isključivo na osnovu prirodnih obrazaca potrošnje korisnika, bez primjene bilo kakve strategije pomjeranja opterećenja. Rezultati pokazuju da ukupna PV proizvodnja iznosi 6524 kWh, dok pomjerljivo opterećenje čini približno 22% ukupne potrošnje, što odgovara 4158 kWh.
U okviru konvencionalnog agregiranog pristupa, gdje se svi uređaji posmatraju kao ravnomjerno raspoređeni po tri faze, ostvarena sopstvena potrošnja iznosi 27.58%. Međutim, kada se isti profil potrošnje analizira u fazno-svjesnom okviru, pri čemu su uređaji eksplicitno dodijeljeni odgovarajućim fazama, sopstvena potrošnja se smanjuje na 22.9%. Ovo predstavlja relativno smanjenje od približno 17%, što ukazuje na značajno precjenjivanje sopstvene potrošnje kada se zanemari fazna neuravnoteženost. Ovi rezultati jasno potvrđuju da agregirani modeli mogu dovesti do preoptimističnih procjena, dok fazno-svjesno modeliranje omogućava realističniju reprezentaciju rezidencijalnih energetskih sistema. U cilju dodatne procjene uticaja pomjeranja opterećenja, optimizacioni problem je formulisan kao problem mješovitog cjelobrojnog linearnog programiranja (MILP), implementiran u Pyomo okruženju i riješen korištenjem CPLEX solvera. Cilj optimizacije je maksimizacija dnevne sopstvene potrošnje kroz optimalno raspoređivanje rada pomjerljivih uređaja unutar dostupnog vremenskog intervala.
Kada se pomjeranje opterećenja primijeni u okviru konvencionalnog agregiranog modela, uočava se značajno poboljšanje sopstvene potrošnje. Konkretno, sopstvena potrošnja se povećava sa 27.58% na 31.28%, što predstavlja povećanje od približno 13%. Ovaj rezultat ukazuje na potencijalne prednosti fleksibilnosti na strani potrošnje kada se fazna ograničenja ne uzimaju u obzir. Međutim, kada se isti optimizovani raspored rada uređaja analizira u fazno-svjesnom okviru, pri čemu se svaki uređaj dodjeljuje svojoj odgovarajućoj fazi, ostvariva sopstvena potrošnja se smanjuje na 26.47%. Ovo pokazuje da značajan dio prividnog poboljšanja dobijenog agregiranom optimizacijom nije fizički ostvariv zbog fazne neuravnoteženosti. Shodno tome, ovi rezultati ukazuju da optimizacioni pristupi koji zanemaruju faznu raspodjelu mogu značajno precijeniti koristi pomjeranja opterećenja.

Na kraju, kada se implementira potpuno fazno-svjesna strategija pomjeranja opterećenja, u kojoj i optimizacija i model sistema eksplicitno uzimaju u obzir faznu povezanost svakog uređaja, sopstvena potrošnja dostiže 27.59%, što predstavlja povećanje od približno 5% u odnosu na fazno-svjesni referentni slučaj. Nasuprot tome, ukoliko se

zanemari fazna raspodjela uređaja i isti optimizovani raspored analizira u agregiranom modelu, dobijena sopstvena potrošnja iznosi 29.2%. Ovo dodatno potvrđuje da zanemarivanje faznih informacija dovodi do precjenjivanja ostvarivih performansi.
Ovi rezultati potvrđuju da, iako fazno-svjesno pomjeranje opterećenja donosi umjerenija poboljšanja u odnosu na agregirane pristupe, ono omogućava realističniju i fizički konzistentnu procjenu sopstvene potrošnje, pri čemu su dobijeni rasporedi rada uređaja izvodljivi u stvarnim uslovima eksploatacije.

4. ZAKLJUČAK

Ovaj rad analizira uticaj fazno-svjesnog modeliranja opterećenja na procjenu i optimizaciju sopstvene potrošnje u rezidencijalnim fotonaponskim sistemima. Dobijeni rezultati pokazuju da često korišteni agregirani pristupi, koji pretpostavljaju balansiran trofazni rad, mogu dovesti do sistematskog precjenjivanja kako osnovne sopstvene potrošnje, tako i koristi od pomjeranja opterećenja. Eksplicitnim modeliranjem fazne povezanosti pojedinačnih uređaja pokazano je da fazna neuravnoteženost značajno utiče na interakciju između proizvodnje iz fotonaponskog sistema i potrošnje u domaćinstvu. Kao posljedica toga, značajan dio poboljšanja predviđenog agregiranom optimizacijom nije fizički ostvariv kada se uzmu u obzir realna fazna ograničenja. Dodatno, implementacija potpuno fazno-svjesne strategije pomjeranja opterećenja potvrđuje da, iako su ostvariva poboljšanja sopstvene potrošnje umjerenija u odnosu na agregirane pristupe, ona predstavljaju precizniju i praktično izvodljivu procjenu performansi sistema. Ukupno posmatrano, rezultati naglašavaju značaj uključivanja modeliranja na nivou faza u analizi i optimizaciji rezidencijalnih prozjumer sistema. Zanemarivanje fazne raspodjele može dovesti do preoptimističnih zaključaka, dok fazno-svjesni pristupi pružaju pouzdaniju osnovu za donošenje operativnih odluka i planiranje budućih energetskih sistema.

LITERATURA

[1] Parag Y., Sovacool B.K., 2016, "Electricity market design for the prosumer era", Nature Energy, Volume 1, Article 16032.
[2] Korab, R.; Połomski, M.; Naczyński, T. 2024, "Optimal Scheduling of Energy Storage and Shiftable Loads in Grid-Connected Residential Buildings with Photovoltaic Micro-Installations", "Energies", 5264.
[3] Can Duman A., Salih Erden H., Gönül O., Güler O., 2022, "Optimal sizing of PV-BESS units for home energy management system-equipped households considering day-ahead load scheduling for demand response and self-consumption", "Energy and Buildings", Volume 267, 112164.
[4] Luthander R., Widén J., Nilsson D., Palm J., 2015, "Photovoltaic self-consumption in buildings: A review", Applied Energy, Volume 142, Pages 80–94.
[5] Quoilin S., Kavvadias K., Mercier A., Pappone I., Zucker A., 2016, "Quantifying self-consumption linked to solar home battery systems: Statistical analysis and economic assessment", Applied Energy, Volume 182, Pages 58–67.
[6] Pater S., Kaczmarczyk M., Olczak P., 2023, "Increasing Energy Self-Consumption in Residential Buildings with Photovoltaics and Heat Pumps", Energies, Volume 16, Article 4003.
[7] Sarasa-Maestro, C.J.; Dufo-López, R.; Bernal-Agustín, J.L., 2016, "Analysis of Photovoltaic Self-Consumption Systems", "Energies", 681.
[8] Pacudan R., 2018, "Feed-in tariff vs incentivized self-consumption: Options for residential solar PV policy in Brunei Darussalam", "Renewable Energy", Volume 122, Pages 362–374.
[9] Jäger-Waldau A., Adinolfi G., Batlle A., Braun M., Bucher C., et al., 2020, "Self-consumption of electricity produced with photovoltaic systems in apartment buildings – Update on regulatory issues in IEA PVPS countries", Proceedings of IEEE PVSC.
[10] Troup L.,Eckelman M. J., Fannon D., 2019, "Simulating future energy consumption in office buildings using an ensemble of morphed climate data", "Applied Energy", Volume 255113821.
[11] Bandera F., Porsani B., Fernández-Vigil Iglesias M., 2023, "A demand side management approach to increase self-consumption in buildings". "Build. Simul".317–335.
[12] Khorrami S., Loggia R., Falvo M. C. and Martirano L., 2025, "Assessment of Demand-Side Management Strategies in PV-Integrated Residential Systems,", "IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering", pp. 1-6.
[13] McKenna E., Pless J., Darby S.J., 2018, "Solar photovoltaic self-consumption in the UK residential sector: New estimates from a smart grid demonstration project", Energy Policy, Volume 118, Pages 482–491.
[14] Reynders G., Diriken J., Saelens D., 2017, "Generic characterization method for energy flexibility: Applied to structural thermal storage in residential buildings", "Applied Energy", Volume 198, Pages 192-202.
[15] Athanasoulias S., Guasselli F., Doulamis N. et al., 2024, "The Plegma dataset: Domestic appliance-level and aggregate electricity demand with metadata from Greece", Scientific Data, Volume 11.

Broj rada: R4-11

SOFTVERSKA APLIKACIJA ZA PROCJENU HOSTING KAPACITETA NISKONAPONSKIH MREŽA

SOFTWARE APPLICATION FOR HOSTING CAPACITY ASSESSMENT IN LOW VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORKS

Dražen JOVANOVIĆ, Crnogorski elektrodistributivni sistem (CEDIS), Crna Gora*
Stevan RAKOČEVIĆ, HPP "Perućica" Elektroprivreda (EPCG), Crna Gora
Martin ĆALASAN, Elektrotehnički fakultet Univerzitet Crne Gore, Crna Gora

KRATAK SADRŽAJ

Ovaj rad predstavlja razvoj i primjenu softverske aplikacije namijenjene procjeni mogućnosti priključenja novih potrošača i kupaca proizvođača u niskonaponskim distributivnim mrežama. Aplikacija u pozadini izvršava detaljne nesimetrične tokove snaga u vremenskom domenu, koristeći kao ulaz mjesečnu potrošnju postojećih korisnika sa pripadajućeg trafo reona. Na osnovu ovih podataka generišu se realni, vremenski zavisni profili opterećenja koji se raspoređuju po fazama, čime se postiže vjerodostojno modelovanje nesimetričnih radnih uslova u mreži. Paralelno se modeluje i solarna proizvodnja koristeći dostupne snage i PVGIS podatke, što omogućava simulaciju rada kupaca proizvođača i procjenu njihovog uticaja na mrežu.
Cilj aplikacije je da, za izabrani trafo reon, prikaže mogućnost priključenja novog potrošača ili prelaska postojećeg korisnika u režim kupca proizvođača, za unaprijed definisanu snagu potrošnje ili instalisanu snagu solarne elektrane. Procjena se vrši kroz određivanje hosting kapaciteta na osnovu kriterijuma kao što su naponske prilike u svim tačkama niskonaponske mreže u skladu sa standardom EN 50160, dozvoljene struje elemenata mreže, te aktivno, reaktivno i prividno opterećenje transformatora u čitavoj vremenskoj seriji simulacije.
Predloženi softverski paket predstavlja skalabilno i praktično rješenje koje se može primijeniti u bilo kom distributivnom sistemu, omogućavajući pouzdanu procjenu hosting kapaciteta na osnovu minimalnog broja ulaznih podataka, uz oslanjanje na realne nesimetrične tokove snaga i vremenski zavisne modele potrošnje i proizvodnje.

Ključne riječi: niskonaponske distributivne mreže, hosting capacity, nesimetrični tokovi snaga, PV proizvodnja

ABSTRACT

This paper presents the development and implementation of a software application designed to assess the connection feasibility of new consumers and prosumers in low voltage distribution networks. The application performs detailed unbalanced time domain power flow calculations in the background, using monthly energy consumption data from existing users within the selected transformer service area as input. Based on these data, realistic time dependent load profiles are generated and allocated across phases, enabling accurate modeling of unbalanced operating conditions in the network. In parallel, solar generation is modeled using available installed capacities and PVGIS production data, allowing simulation of prosumer behavior and evaluation of their impact on network performance.
The objective of the application is to determine, for a selected transformer area, the feasibility of connecting a new consumer or converting an existing user into a prosumer, for a predefined consumption level or installed PV capacity. The assessment is performed by determining the hosting capacity based on criteria such as voltage levels throughout the low voltage network in accordance with EN 50160, permissible current limits of network components, and the active, reactive, and apparent loading of the transformer across the entire simulation time series.

* Dražen Jovanović – drazen.jovanovic@cedis.com, Stevan Rakočević - stevan.rakocevic@epcg.com, Martin Ćalasan - martinc@ucg.ac.me

The proposed software package represents a scalable and practical solution applicable to any distribution system, enabling reliable hosting capacity assessment using a minimal set of input

Key words: low voltage distribution networks, hosting capacity, unbalanced power flow, PV generation

1. UVOD

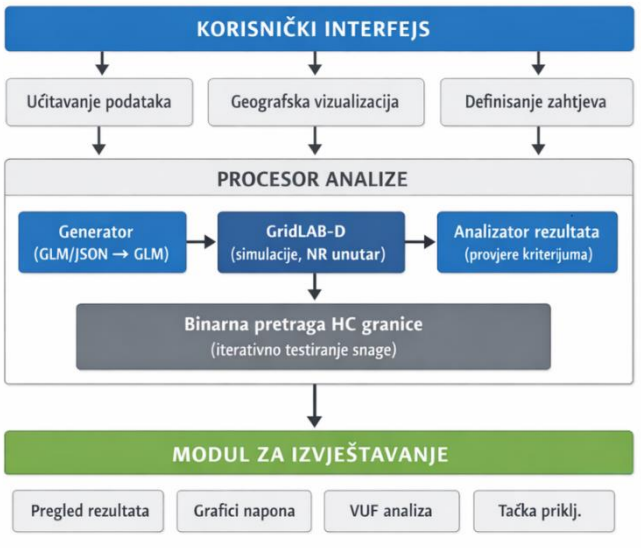
Savremeni razvoj distributivnih mreža karakteriše ubrzana integracija novih potrošača i kupaca–proizvođača, posebno solarnih elektrana, električnih vozila i toplotnih pumpi. Ovaj trend dovodi do značajnog povećanja opterećenja i promjene tokova snaga u niskonaponskim (NN) mrežama, koje su tradicionalno projektovane za jednosmjerni tok energije i relativno stabilne radne uslove [1]. U takvom okruženju operatori distributivnih sistema suočavaju se sa izazovom procjene mogućnosti priključenja novih korisnika i integracije obnovljivih izvora, uz istovremeno poštovanje tehničkih ograničenja i standarda kvaliteta napona.
Koncept priključne sposobnosti (eng. *hosting capacity* – HC) predstavlja ključni alat za određivanje maksimalne dodatne snage koju je moguće priključiti na određeni dio mreže bez narušavanja njenih operativnih parametara. HC se određuje na osnovu kriterijuma kao što su naponske prilike u skladu sa standardom EN 50160, opterećenja vodova i transformatora, te promjene smjera tokova snaga [2-3]. Precizna procjena HC posebno je važna u NN mrežama, gdje su nesimetrična opterećenja, fazna neuravnoteženost i lokalni uticaji potrošača izraženiji nego u mrežama viših naponskih nivoa.
U ovom radu razvija se softverska aplikacija koja omogućava automatizovanu, skalabilnu i vjerodostojnu procjenu HC u NN mreži. Aplikacija koristi minimalan skup ulaznih podataka: mjesečnu potrošnju postojećih korisnika i topologiju trafo reona na osnovu kojih generiše realistične, vremenski zavisne i fazno raspoređene profile opterećenja. Paralelno se modeluje solarna proizvodnja koristeći PVGIS podatke, čime se omogućava simulacija rada kupaca–proizvođača.
Proračun tokova snaga zasniva se na nesimetričnom Njutn–Rafson (NR) metodu, koji omogućava detaljnu analizu trofaznih neuravnoteženih stanja u niskonaponskoj mreži. Simulacija se izvodi u vremenskoj seriji 10 minutnih odbiraka za jednu sedmicu (1008 odbiraka). Na osnovu rezultata vremenske simulacije, aplikacija omogućava korisniku da interaktivno procijeni mogućnost priključenja novog potrošača ili prelaska postojećeg korisnika u režim kupca–proizvođača, za unaprijed definisanu snagu potrošnje ili instalisanu snagu solarnie elektrane.
Razvijeni softverski paket predstavlja praktično rješenje koje se može primijeniti u bilo kom distributivnom sistemu, omogućavajući operatorima da brzo i pouzdano procijene HC u NN mreži, uz minimalne ulazne podatke i realističan model nesimetričnih radnih uslova.

2. FUNKCIONALNI OPIS SOFTVERSKE APLIKACIJE

Softverska aplikacija razvijena u okviru ovog rada predstavlja integrisano rješenje za procjenu mogućnosti priključenja novih potrošača i kupaca–proizvođača u niskonaponskim distributivnim mrežama. Aplikacija je zasnovana na postojećem digitalnom modelu mreže razvijenom u okviru projekta "Analize i planiranje optimalne ugradnje STATCOM uređaja u distributivnoj mreži'' i saradnje sa Elektrotehničkim fakultetom, kao i na metodologiji raspodjele mjesečne potrošnje na nesimetrične trofazne profile opterećenja. Ova dva elementa čine osnovu za vjerodostojno modelovanje realnih radnih uslova u NN mreži i omogućavaju izvođenje detaljnih vremenskih simulacija.
Arhitektura razvijenog softverskog rješenja zamišljena je kao jasno čitljiv i funkcionalno podijeljen sistem koji korisniku pruža jednostavan pristup podacima i rezultatima, a istovremeno osigurava numeričku pouzdanost i reproduktivnost analiza. Na najvišem nivou sistem se sastoji od tri međusobno povezana sloja:

- korisnički interfejs,
- modul za simulaciju i
- modul za izvještavanje.

U ovom poglavlju opisana je logika pojedinačnih modula i način na koji sistem, polazeći od ulaznih podataka, dolazi do krajnjih rezultata. Proračun nesimetričnih tokova snaga implementiran je u zasebnom modulu dizajniranom na bazi GridLAB-D [4], koji implementira NR metodu za rješavanje nelinearnih jednačina nesimetričnih tokova snaga. U GridLAB-D se koristi klasični NR solver koji u praksi znači da se rješavanje tokova pokreće putem ugrađenog NR algoritma s mogućnošću podešavanja iteracionih granica. Za reproduktivnost simulacija maksimalan broj NR iteracija je postavljen na 500. Balansno-referentni čvor definisan je na strani srednjeg napona (10 kV) na koju je priključen transformator 10/0.4 kV i taj čvor se tretira kao jaka mreža (eng. *swing bus)* sa zadatim naponom i faznim pomakom. Svi dobijeni rezultati pokazuju dobru podudarnost sa ranijim radom, tj. isti trafo-reon je prethodno analiziran u radu [5], pa smo imali iskustvo sa rezultatima baznog modela prije uključivanja pojedinačnih zahtjeva.



Slika 1: Dijagram arhitekture sistema

Korisnički interfejs predstavlja primarnu tačku kontakta između korisnika i sistema. Kroz grafički prikaz trafo reona i topološke šeme korisnik učitava potrebne JSON podatke, bira trafo-reon i selektuje tačku priključenja. Interfejs omogućava unos osnovnih parametara zahtjeva: tip priključenja (novi potrošač, kupac-proizvođač, povećanje snage), traženu aktivnu snagu i snagu solarne elektrane. Prije pokretanja analize sistem automatski provjerava konzistentnost modela, mapira geografske koordinate na topološke čvorove i upozorava na nedostatke ili nedosljednosti u ulaznim fajlovima. Dizajn interfejsa je takav da korisnik dobija jasnu informaciju o tome koji su podaci učitani, koje pretpostavke su primijenjene i kada je analiza spremna za pokretanje.
U središtu sistema nalazi se modul za simulacije, čija je osnovna uloga transformacija ulaznih podataka u simulacioni model i sprovođenje numeričkih proračuna. Za razliku od arhitektura koje implementiraju numeričke metode lokalno, u ovom rješenju numerički proračun nesimetričnih tokova snaga izvodi se pozivom na GridLAB-D. GridLAB-D preuzima trofazni model mreže i vremenske profile, izvršava detaljne proračune koristeći svoje interne numeričke procedure (među kojima su i varijante NR metode prilagođene za nesimetrične sisteme), te vraća kompletne vremenske serije rezultata (naponi po fazama, struje u vodovima, opterećenje transformatora i sl.). Simulacioni modul upravlja pripremom ulaznih podataka u formatu prihvatljivom za GridLAB-D, pokretanjem simulacija, prikupljanjem izlaznih podataka i njihovim mapiranjem nazad u internu strukturu za dalju evaluaciju.

2.1 Ulazni podaci

Ulazni podaci predstavljaju temelj pouzdane analize i zato su u sistemu jasno strukturirani i strogo validirani. Glavne kategorije ulaznih podataka su:

- Model mreže (JSON) — potpuna topologija traforeona: čvorovi (BUS) s jedinstvenim ID-jem i, kad su dostupne, GPS koordinatama; vodovi s parametrima (dužina, tip kabla, referenca na tip impedanse); transformatori s nazivnim parametrima i NN sabirnicom; te evidencija postojećih priključaka i FN sistema. JSON sadrži tipove vodova i njihove impedanse kao strukturirane podatke koje korisnik samo učitava, pa nije potrebno ručno unositi impedanse ili tipove vodova. Ovaj model je fiksan i na njemu se dodaju zahtjevi.
- Profili potrošnje odnosno vremenski nizovi s rezolucijom 10 minuta za sedmični period (1008 odbiraka). Svaki zapis sadrži šest komponenti [P A,P B,P C,Q A,Q B,Q C] koje omogućavaju modelovanje nesimetričnih trofaznih opterećenja na nivou pojedinačnog potrošača. Takav detaljan format omogućava realističnu reprodukciju fazne neuravnoteženosti i vremenske varijabilnosti potrošnje. Nesimetrični profili su generisani metodom opisanoj u radu [5], pri čemu su mjesečni obračuni razbijeni pomoću tipičnih nesimetričnih profila preskaliranih spram potrošnji.
- Profili proizvodnje su vremenski nizovi proizvodnje za fotonaponske sisteme iste rezolucije i trajanja, izraženi kao aktivna snaga po odbirku. U radu [5] opisan je metod kojim se, na osnovu podataka o insolaciji i temperaturi preuzetih iz PVGIS SARAH-3 [6], generišu vremenski nizovi proizvodnje FN sistema prilagođeni lokalnim uslovima.
- Impedanse vodova (JSON) — Kronove redukovane matrice impedansi (3×3) za svaki tip kabla u mreži. Ove matrice su ključne za tačan proračun nesimetričnih tokova jer omogućavaju modelovanje međufaznih uticaja i uzajamnih impedansi u stvarnim kablovima.

2.2 Generisanje GLM modela i pokretanje simulacija

Nakon validacije i preprocesiranja ulaznih podataka, procesni modul automatski formira simulacioni model u formatu prihvatljivom za GridLAB-D (.glm). Ovaj korak predstavlja središnji dio procesa, koji omogućava transformaciju strukturiranih JSON podataka i vremenskih profila u kompletan, konzistentan model mreže koji se može direktno simulirati. Izlazni podaci iz ovog modula služe za mapiranje rezultata i dalju evaluaciju.
Na osnovu JSON modela mreže, generator modela izvodi sljedeće operacije:

- mapira topologiju (čvorovi, vodovi, transformatori, priključci) u GridLAB-D entitete i provjerava konzistentnost identifikatora i referenci;
- za svaki tip kabla učitava Kronovu matricu impedansi;
- za svaki potrošač generiše tri CSV skupove (po jednoj za fazu A, B i C) sa vremenskim nizovima kompleksne snage u formatu [vremenski odbirak, P+Qj];
- za FN sisteme generiše skupove podataka iz FN profila, preuzima zadate snage već generisane na osnovu instalisane snage i meteoroloških podataka iz za zadato područijePVGIS podataka;
- novi zahtjev (potrošač ili FN) automatski se ubacuje u model. Potrošač kao simetrično raspoređeno opterećenje po fazama, FN kao negativno opterećenje (proizvodnja) proporcionalno profilu; reaktivna komponenta se određuje prema zadatom faktoru snage (npr. $\cos\varphi = 0.95$).

U modelu transformatora primjenjuju se parametri iz ulaznog modela; tipična konfiguracija korištena u simulacijama je Dyn11 sa definisanim faznim naponskim nivoima i impedansom transformatora. Svi entiteti u GLM-u sadrže referencu na izvorne JSON zapise.
Procesni modul pokreće GridLAB-D kao eksterni proces i nadzire njegovo izvršavanje, na osnovu sljedeće sekvence operacija:

- zapis i arhiviranje generisanog GLM-a;
- pokretanje GridLAB-D procesa;
- nadzor konvergencije i slanje poruka o stanju simulatora (konvergencija, upozorenja, greške);
- prikupljanje izlaznih vremenskih serija (naponi po fazama, struje u vodovima, snage transformatora) i mapiranje rezultata nazad na originalne čvorove i priključke.

U slučaju neuspjele konvergencije ili greške u simulaciji, procesni modul bilježi detaljan izvještaj, pokušava automatsko prilagođavanje numeričkih parametara (npr. smanjenje koraka, povećanje tolerancije) i, ako je potrebno, vraća korisniku jasan opis problema i preporuku za korekciju ulaznih podataka.
Nakon uspješne simulacije, izlazni podaci se obrađuju kako bi se izračunali indikatori potrebni za evaluaciju HC-a:

- proračunati napona po fazama za svaki vremenski korak;
- proračun VUF-a metodom simetričnih komponenata;
- proračun aktivnog, reaktivnog i prividnog opterećenja transformatora;
- detekcija obrnutih tokova i izračun udjela vremena kada je proizvodnja veća od potrošnje.

Rezultati se zatim provjeravaju prema definisanim kriterijima (EN 50160, opterećenje vodova i transformatora). Svako prekoračenje se bilježi s preciznom lokacijom i vremenskim intervalom, što omogućava korisniku da brzo identifikuje kritične tačke i uzroke ograničenja.
Kod određivanja HC, generisanje GLM modela i pokretanje simulacije predstavljaju integralni dio iterativne procedure. Za svaku testnu vrijednost snage procesni modul automatski ažurira GLM i, pokreće GridLAB-D simulaciju, prikuplja rezultate i evaluira ih prema definisanim kriterijumima. Na osnovu statusa definisanih kriterijuma HC i primjenom binarne pretrage, sužava se interval mogućih dozvoljenih snaga priključenja.
Binarna pretraga omogućava da se maksimalna prihvatljiva snaga pronađe u svega nekoliko iteracija, jer se umjesto linearne provjere koristi logaritamsko sužavanje intervala. U početku se definiše širok opseg mogućih vrijednosti snage, a zatim se u svakoj iteraciji testira srednja vrijednost tog opsega. Ako simulacija pokaže da su svi kriterijumi zadovoljeni, donja granica intervala se pomjera naviše, u suprotnom, gornja granica se smanjuje. Nakon osam iteracija interval se sužava na približno 0,5 kW, što omogućava precizno određivanje lokalnog HC. Prednost ovakvog pristupa je što se HC ne određuje na osnovu jednog radnog stanja, već na osnovu kompletne sedmodnevne vremenske serije, uključujući sve nesimetrične efekte i kritične periode dana.
Konačni rezultat binarne pretrage predstavlja maksimalnu snagu koju mreža može prihvatiti u izabranoj tački priključenja, a u izvještaju se prikazuje zajedno sa procentom iskorištenosti transformatora, najopterećenijim vodovima i fazama, te vremenskim periodima u kojima dolazi do ograničenja.

2.3 Modul za izvještavanje i kriterijumi vrednovanja

Nakon završetka simulacije i binarne pretrage, procesni modul generiše izvještaj koji obuhvata sve ključne tehničke pokazatelje. Evaluacija rezultata zasniva se na četiri kriterijuma koji zajedno određuju prihvatljivost zahtjeva.

2.3.1 Nivo napona (EN 50160):

Analiza se vrši za sve 10-minutne odbirke i za svaku fazu posebno. Prekoračenje se registruje ako je više od 5% odbiraka izvan opsega ±10% ili ako je bilo koji odbirak izvan apsolutnih granica (-15% / +10%). Upozorenje se javlja kada je 0–5% odbiraka izvan ±10%, dok se stanje smatra prihvatljivim ako su svi odbirci unutar dozvoljenog opsega.

2.3.2 Naponska nesimetrija (VUF):

VUF se u radu usklađuje sa EN 50160 [2] (granica prekoračenja 2%), dok je prag upozorenja postavljen na 1,5% kao konzervativna operativna granica. Kao indikator koristi se metoda zasnovana na maksimalnom odstupanju faznih RMS napona od srednje vrijednosti:

$$VUF = \frac{max(|V_A - V_{avg}|, |V_B - V_{avg}|, |V_C - V_{avg}|)}{V_{avg}} \times 100\%$$

2.3.3 Opterećenje transformatora:

Opterećenje se određuje kao odnos ukupne vršne snage i nominalne snage transformatora. Prekoračenje se registruje kada opterećenje pređe 100%, upozorenje u intervalu 80–100%, dok se vrijednosti ispod 80% smatraju prihvatljivim.

2.3.4 Promjena smjera tokova snaga (RPF):

Za FN zahtjeve analizira se procenat vremena tokom kojeg proizvodnja premašuje potrošnju na traforeonu, odnosno na niskonaponskim sabirnicama transformatora. Vrijednosti iznad 30% označavaju prekoračenje taj prag je empirijski odabran kao aktivacioni operativni prag za identifikaciju traforeona s učestalim obrnutim tokom. Interval 10–30% predstavlja upozorenje, dok se ispod 10% smatra prihvatljivim.

2.3.5 Konačna preporuka

Na osnovu sva četiri kriterijuma generiše se konačna ocjena zahtjeva:

- Prihvatljivo – svi kriterijumi u statusu OK
- Na granici – bar jedan kriterijum u statusu upozorenja
- Neprihvatljivo – bar jedan kriterijum prekoračen

Ovakav pristup omogućava da se, pored numeričke vrijednosti HC-a, identifikuju i konkretni elementi mreže koji predstavljaju ograničavajući faktor, čime se korisniku pruža jasan i tehnički utemeljen osnov za donošenje odluke.

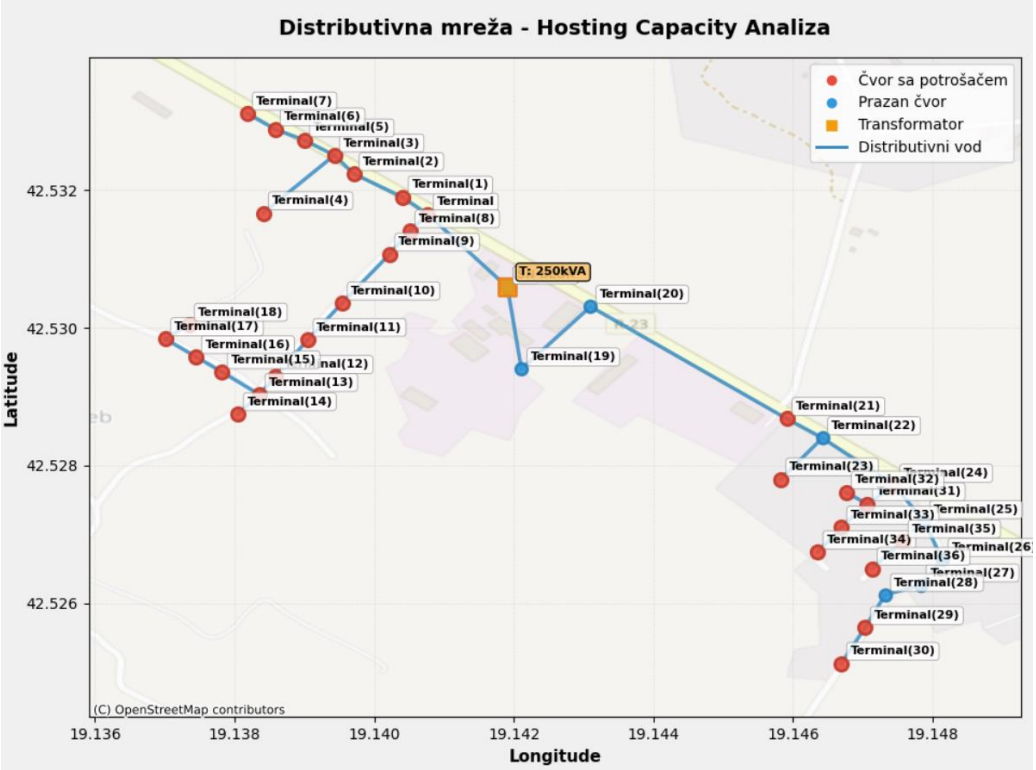
3. GRAFIČKI KORISNIČKI INTERFEJS I PRIMJERI ANALIZE

Aplikacija pri pokretanju automatski pokušava da učita sve potrebne fajlove iz radnog direktorijuma. Ukoliko neki od njih nedostaje, korisnik ih može ručno učitati. Status učitavanja prikazuje se odmah, a analiza se može pokrenuti tek kada su svi obavezni fajlovi uspješno učitani.

Slika 2: Početni ekran sa učitanim fajlovima

3.1 Geografska vizualizacija mreže

Nakon učitavanja ulaznih podataka, aplikacija otvara kartografski prikaz NN mreže sa stvarnim GPS koordinatama. Vizualizacija omogućava korisniku intuitivno razumijevanje topologije trafo reona, identifikaciju čvorova i vodova, te jednostavan izbor tačke priključenja. Prikaz je interaktivan i prilagođen svakodnevnom radu inženjera iz distribucije.



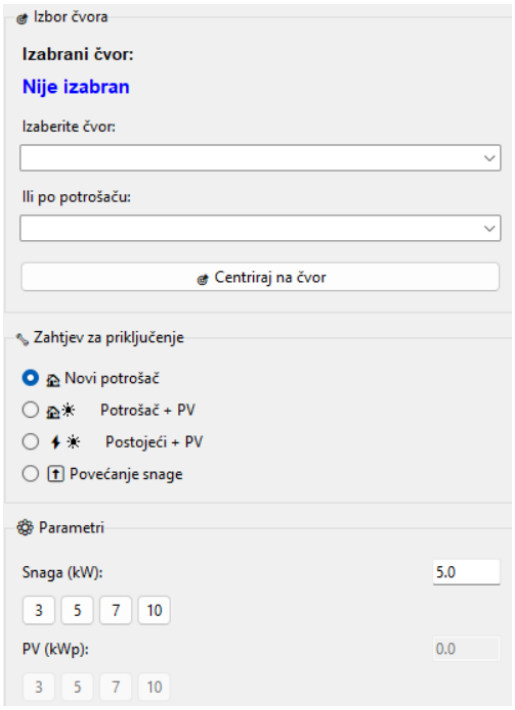
Slika 3: Geografske vizualizacije mreže (glavni prozor)

3.2 Definisanje zahtjeva za priključenje

Nakon što korisnik izabere trafo-reon i vizuelno pregleda mrežu, sljedeći korak je definisanje zahtjeva za priključenje. Ovaj dio interfejsa nalazi se u lijevom panelu i omogućava unos svih parametara potrebnih za pokretanje analize. Interfejs je dinamičan, što znači da aktivira samo ona polja koja su relevantna za izabrani tip zahtjeva, čime se smanjuje mogućnost greške i ubrzava rad.
Korisnik može definisati jedan od četiri tipa zahtjeva:

- Novi potrošač – koristi se kada se priključuje novi korisnik na mrežu. Aktivno je samo polje za unos snage u kW.
- Novi potrošač sa FN sistemom – koristi se kada novi korisnik ima i potrošnju i FN proizvodnju. Aktivna su polja za snagu potrošnje (kW) i instalisanu FN snagu (kWp).
- Postojeći potrošač + FN – koristi se kada postojeći korisnik želi da ugradi FN sistem. Aktivno je samo polje za FN snagu (kWp).
- Povećanje snage – koristi se kada postojeći korisnik traži povećanje priključne snage. Aktivno je polje za snagu (kW).

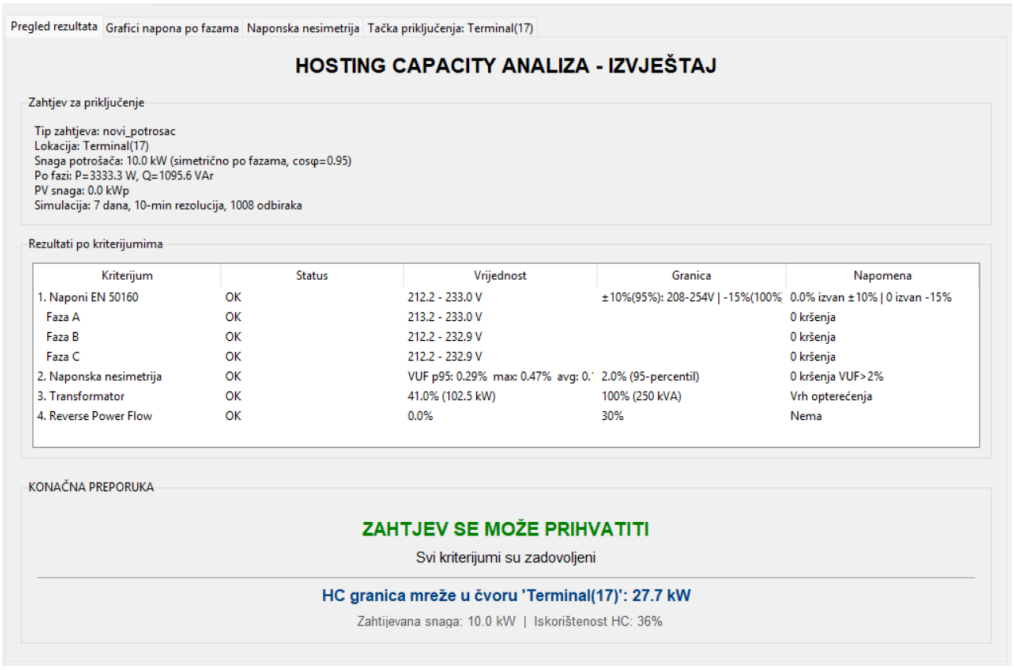
Interfejs automatski deaktivira sva polja koja nijesu relevantna za izabrani tip zahtjeva, čime se korisniku jasno pokazuje šta je potrebno unijeti. Pored toga, dostupna su i dugmad za brzi izbor tipičnih vrijednosti snage (3, 5, 7 i 10 kW/kWp), što omogućava unos najčešćih vrijednosti jednim klikom.
Nakon definisanja tipa zahtjeva i unosa snage, korisnik bira tačku priključenja direktno na mapi ili iz liste čvorova. Time se kompletira set ulaznih parametara i aplikacija je spremna za pokretanjeHC analize.



Slika 4: Prozor za podešavanje parametara zahtjeva

3.3 Primjer 1: Priključenje novog potrošača (10 kW) na čvoru 17

U nastavku je prikazan primjer izvještaja koji aplikacija automatski generiše nakon završene analize. Primjer se odnosi na zahtjev za priključenje novog potrošača u čvoru 17 i ilustruje način prikaza ključnih kriterijuma i konačne preporuke.



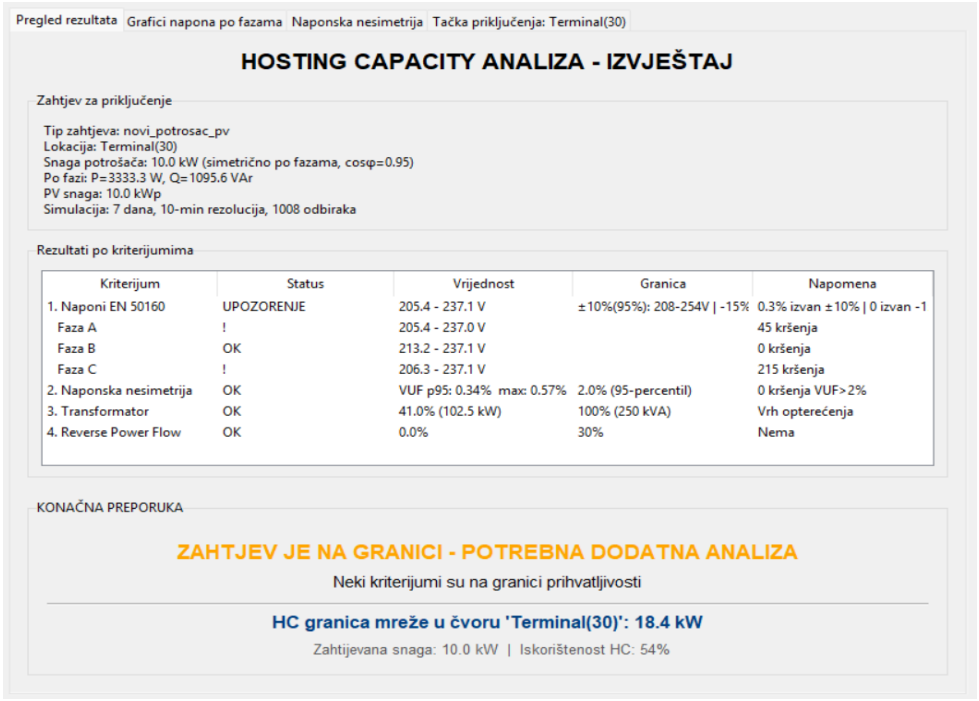
Slika 5: Primjer 1 – izvještaj HC analize

Zahtjev obuhvata priključenje potrošača snage 10 kW, modelovanog kao simetrično trofazno opterećenje sa faktorom snage cosφ = 0,95. Simulacija je izvršena za period od sedam dana, sa vremenskom rezolucijom od 10 minuta (1008 odbiraka).
Evaluacija rezultata pokazuje da su svi tehnički kriterijumi zadovoljeni. Naponske prilike su u potpunosti unutar granica definisanih standardom EN 50160, bez ijednog odbirka izvan opsega ±10% ili apsolutnih granica (-15% / +10%). Naponska nesimetrija je vrlo niska, 0,29%, što je značajno ispod dozvoljene vrijednosti od 2%.

Maksimalno opterećenje transformatora iznosilo je 41% nominalne snage (250 kVA), što ukazuje na dovoljnu rezervu kapaciteta. Obrnuti tok snage nije zabilježen, što je očekivano jer zahtjev ne uključuje FN sistem.
Na osnovu ovih rezultata generisana je konačna preporuka „Zahtjev se može prihvatiti“, jer nijedan kriterijum nije prekoračen niti u statusu upozorenja. Pored procjene prihvatljivosti zahtjeva, aplikacija automatski određuje i lokalni HC. Za čvor 17 izračunata HC granica iznosi 27,7 kW, što znači da zahtijevanih 10 kW koristi oko 36% dostupnog kapaciteta. Ovaj rezultat potvrđuje da mreža u ovoj tački ima značajnu rezervu i da priključenje ne utiče negativno na kvalitet napona niti na opterećenje ključnih elemenata

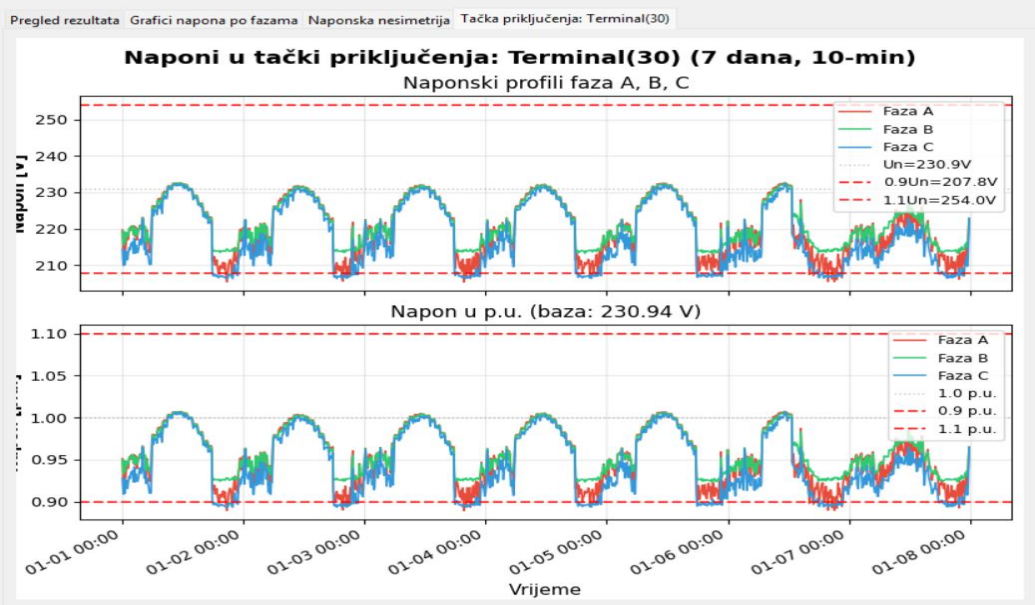
3.4 Primjer 2: Priključenje novog potrošača (10 kW) i FN sistem od 10 kWp na čvoru 30

U ovom primjeru analiziran je zahtjev tipa novi potrošač sa FN sistemom u čvoru 30. Potrošač ima aktivnu snagu 10 kW, modelovanu kao simetrično trofazno opterećenje sa faktorom snage cosφ = 0,95, dok je instalisana snaga FN sistema (trofazni priključak). Simulacija je sprovedena za period od sedam dana sa 10-minutnom rezolucijom (1008 odbiraka).



Slika 6: Primjer 2 – izvještaj HC analize

Rezultati pokazuju da je većina kriterijuma zadovoljena, ali da se kriterijum napona nalazi u zoni upozorenja. U ukupnom trajanju simulacije registrovano je 4,3% odbiraka izvan opsega ±10%, što prema EN 50160 predstavlja odstupanje koje zahtijeva dodatnu provjeru. Ipak, sve tri faze ostaju unutar apsolutnih granica (-15% / +10%), pa nema prekoračenja. Naponska nesimetrija je vrlo niska 0,35%, što je značajno ispod dozvoljene vrijednosti od 2%. Transformator je opterećen maksimalno 41% nominalne snage, što ukazuje na dovoljnu rezervu kapaciteta. Faktor snage potrošača je u skladu sa zahtjevima (0,95), a obrnuti tok snage nije identifikovan kao problem.
Na osnovu ovih rezultata generisana je preporuka „Zahtjev je na granici – potrebna dodatna analiza“, jer kriterijum napona pokazuje odstupanje u zoni upozorenja. Pored toga, aplikacija automatski određuje i lokalni hosting kapacitet, koji u čvoru 30 iznosi 18,4 kW. Zahtijevanih 10 kW time koristi oko 54% dostupnog kapaciteta, što ukazuje da je čvor osjetljiviji na dodatno povećanje snage, posebno zbog prisustva FN proizvodnje.



Slika 7: Primjer 2 – prikazi napona u tački priključenja

4. ZAKLJUČAK

Razvijeni softverski alat omogućava efikasnu i pouzdanu procjenu prijemnog kapaciteta NN distributivnih mreža. Integracijom trofaznog nesimetričnog proračuna, realnih vremenskih profila potrošnje i FN proizvodnje, te vrednovanja prema standardu EN 50160, alat pruža detaljnu i tehnički utemeljenu analizu prihvatljivosti svakog pojedinačnog zahtjeva za priključenje.

Automatsko generisanje GridLAB-D modela, binarna pretraga HC granice i generisanje izvještaja značajno ubrzavaju proces obrade zahtjeva, smanjuju mogućnost greške i omogućavaju dosljednu primjenu kriterijuma. Interaktivni grafički interfejs, zasnovan na stvarnim GPS koordinatama, dodatno olakšava rad inženjerima distribucije, jer omogućava intuitivno sagledavanje topologije mreže, identifikaciju kritičnih čvorova i brzu selekciju tačke priključenja.

Prikaz rezultata kroz jasne tehničke indikatore (naponi, VUF, opterećenje transformatora, RPF) i automatsko određivanje lokalnog hosting kapaciteta omogućavaju donošenje informisanih odluka zasnovanih na objektivnim podacima. Primjeri prikazani u radu pokazuju da alat pouzdano identifikuje situacije u kojima je priključenje moguće, kada je na granici i kada je neprihvatljivo, uz precizno navođenje razloga i ograničavajućih elemenata mreže.

Sveukupno, razvijeni alat predstavlja praktično i robusno rješenje za procjenu prijemnog kapaciteta NN mreža, koje može značajno unaprijediti proces planiranja i odobravanja priključenja, posebno u uslovima sve većeg broja zahtjeva za priključenje fotonaponskih sistema i novih potrošača. Time se obezbjeđuje transparentniji, brži i tehnički pouzdaniji postupak, u skladu sa savremenim zahtjevima energetske tranzicije.

LITERATURA

[1] T. D. de Lima, F. Lezama, J. Soares, J. F. Franco, Z. Vale, "Modern distribution system expansion planning considering new market designs: Review and future directions", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 202, p. 114709, 2024.

[2] EN Std. 50160, Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems, 2022.

[3] N. Qamar, A. Arshad, K. Mahmoud, M. Lehtonen, "Hosting capacity in distribution grids: A review of definitions, performance indices, determination methodologies, and enhancement techniques", Energy Science and Engineering, vol. 11, no. 4, pp. 1536-1559, 2023.

[4] GridLAB-D, "Open-source simulation and analysis tool", U.S. Department of Energy, https://www.gridlabd.org/

[5] D. Jovanović, S. Rakočević, M. Ćalasan and M. Micev, "Development and Validation of High-Accuracy Models for Low-Voltage Distribution Networks," 2026 25th International Symposium INFOTEH-JAHORINA (INFOTEH), East Sarajevo, Bosnia and Herzegovina, 2026, pp. 1-6, doi: 10.1109/INFOTEH68759.2026.11477695.

[6] European Commission, Joint Research Centre (JRC), *PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System* and *SARAH-3 solar radiation database*, 2020. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

Broj rada: R4-12

PRORAČUN BROJA FOTONAPONSKIH MODULA U STRINGU POVEZANIH NA DC STRANI INVERTORA SOLARNE ELEKTRANE

CALCULATION OF NUMBER OF PHOTOVOLTAIC MODULES IN A STRING CONNECTED ON THE DC SIDE OF THE SOLAR POWER PLANT INVERTER

Nikola CVETANOVIĆ, "Elektrodistribucija Srbije" d.o.o. Beograd, Ogranak "Elektrodistribucija Niš", Srbija*
Ninoslav SIMIĆ, Elektrotehnički institut "Nikola Tesla" a.d. Beograd, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Jedan od uticaja na proizvodnju električne energije u solarnim elektranama je i način povezivanja fotonaposnkih modula na DC strani invertora. Proračunom broja fotonaponskih modula u jednom stringu omogućava se nesmetan rad invertora i vrši se njegova zaštita od potencijalnih kvarova zbog pojave visokih napona na samom ulazu. U ovom radu je, na konkretnom primeru solarne elektrane snage 1 MW, detaljno predstavljen proračun struje kratkog spoja i napona otvorenog kola PV modula koji su priključeni na invertore. Analiziran je uticaj broja modula u nizu sa stanovišta vrednosti napona u granicama prihvatljivim za pravilan rad invertora i pri tome je razmatran i uticaj temperature ambijenta na vrednost napona modula povezanih u nizove. Dobijene vrednosti napona otvorenog kola u zavisnosti od broja modula i temperature su prikazane tabelarno. Na osnovu proračuna, odnosno minimalne i maksimalne granične vrednosti napona, za datu elektranu je definisan broj modula u jednom nizu. Cilj rada je da se ukaže na potrebu za detaljnim proračunom broja modula u nizu, sa svrhom izbegavanja ispada ili oštećenja invertora tokom eksploatacije solarne elektrane.

Ključne riječi: solarna elektrana, fotonaponski modul, napon otvorenog kola, struja kratkog spoja, invertor

ABSTRACT

One of the factors influencing electricity production in solar power plants is the method of connecting photovoltaic modules on the DC side of the inverter. Calculating the number of photovoltaic modules in a single string enables smooth operation of the inverter and provides protection against potential faults caused by high voltages at the input. In this paper, a detailed calculation of the short-circuit current and open-circuit voltage of PV modules connected to the inverters is presented on the example of a 1 MW solar power plant. The influence of the number of modules in a string was analyzed from the aspect of voltage values within the acceptable limits for proper inverter operation, while also considering the impact of ambient temperature on the voltage value of modules connected in series. The obtained open-circuit voltage values, depending on the number of modules and temperature, are presented in tabular form. Based on the calculations, i.e., the minimum and maximum voltage limits, the number of modules in one string was determined for the given power plant. The aim of this paper is to highlight the need for a detailed calculation of the number of modules in a string, in order to avoid inverter shutdowns or damage during the operation of the solar power plant.

Key words: solar power plant, photovoltaic module, short-circuit current, open circuit voltage, inverter

1. UVOD

Fotonaponski sistem solarne elektrane (MSE), je po pravilu, sačinjen od fotonaponskih modula koji su povezani u nizove (stringove). Tako formirani nizovi se povezuju na invertore koji dalje pretvaraju proizvedenu

* Nikola Cvetanović,"Elektrodistribucija Srbije" d.o.o. Beograd, Ogranak "ED Niš", Bulevar dr. Zorana Đinđića br. 46a, 18000 Niš, Srbija, nikola.cvetanovic@es.rs
Ninoslav Simić, Elektrotehnički institut „Nikola Tesla" a.d. Beograd, Koste Glavinića 8a, 11000 Beograd, Srbija, nsimic@ieent.org

jednosmernu električnu energiju, iz fotonaponskih modula, u naizmeničnu električnu energiju i istu plasiraju u elektroenergetski sistem. U toku eksploatacije solarne elektrane, fotonaponski moduli mogu da dostignu različite vrednosti napona i struje. Potrebno je da ove vrednosti budu u granicama prihvatljivim kako za same module koji se povezuju međusobno, tako i za invertore na koje su povezani. Granične karakteristične vrednosti fotonaponskih modula zavise od temperature ambijenta na mestu ugradnje [1, 2] i kao takve moraju biti u granicama karakterističnih veličina invertora, datih u kataloškoj specifikaciji proizvođača. U radu je prikazan proračun graničnih vrednosti napona otvorenog kola i struje kratkog spoja jednog fotonaponskog modula na različitim temperaturama, kao i granične vrednosti napona otvorenog kola i struje kratkog spoja fotonaponskih modula povezanih u niz, a na osnovu kataloških karakteristika ugrađenih fotonaponskih modula. Proračuni graničnih vrednosti fotonaponskog sistema su neophodni iz razloga bezbednog i pouzdanog rada, kako samog fotonaponskog sistema tako i invertora na koji se ovi sistemi povezuju. Takođe, urađena je analiza uticaja broja fotonaponskih modula u nizu sa stanovišta vrednosti napona u granicama prihvatljivim za pravilan rad invertora, na različitim temperaturama. Dobijene vrednosti napona otvorenog kola u zavisnosti od broja modula i temperature su prikazane tabelarno. Takođe, na osnovu minimalne i maksimalne granične vrednosti napona, za datu elektranu definisan je optimalni broj fotonaponskih modula u jednom nizu..

2. TEHNIČKI OPIS SOLARNE ELEKTRANE

Solarna elektrana snage 1 MW sačinjena je od 2016 jedinica fotonaponskih modula, jedinične snage 585 W, koji su postavljeni na noseću konstrukciju orijentacije ka jugu sa nagibom nosača modula od 20 stepeni u odnosu na horizontalnu ravan. Moduli su montirani vertikalno, do dva modula u visini, sa razmakom između redova od 3,5 m. Fotonaponski moduli su serijski, na red, povezani u nizove, a nizovi raspoređeni na 10 trofaznih invertora, svaki snage po 100 kW (slika 1).

Osnovne tehničke karakteristike ugrađenih fotonaponskih modula su:

- Nazivna vršna snaga P_{mpp}: 585 W
- Efikasnost η: 21,7 %
- Struja kratkog spoja I_{sc}: 14,25 A
- Napon otvorenog kola U_{oc}: 51,89 V
- Napon vršne snage U_{mpp}: 43,79 V
- Struja vršne snage I_{mpp}: 13,36 A
- Maksimalni napon $U_{\max}$: 1500 V DC
- Temperaturni koeficijent αI_{sc}: +0,045 %/°C
- Temperaturni koeficijent βU_{oc}: −0,23 %/°C
- Temperaturni koeficijent $gP_{\max}$: −0,28 %/°C

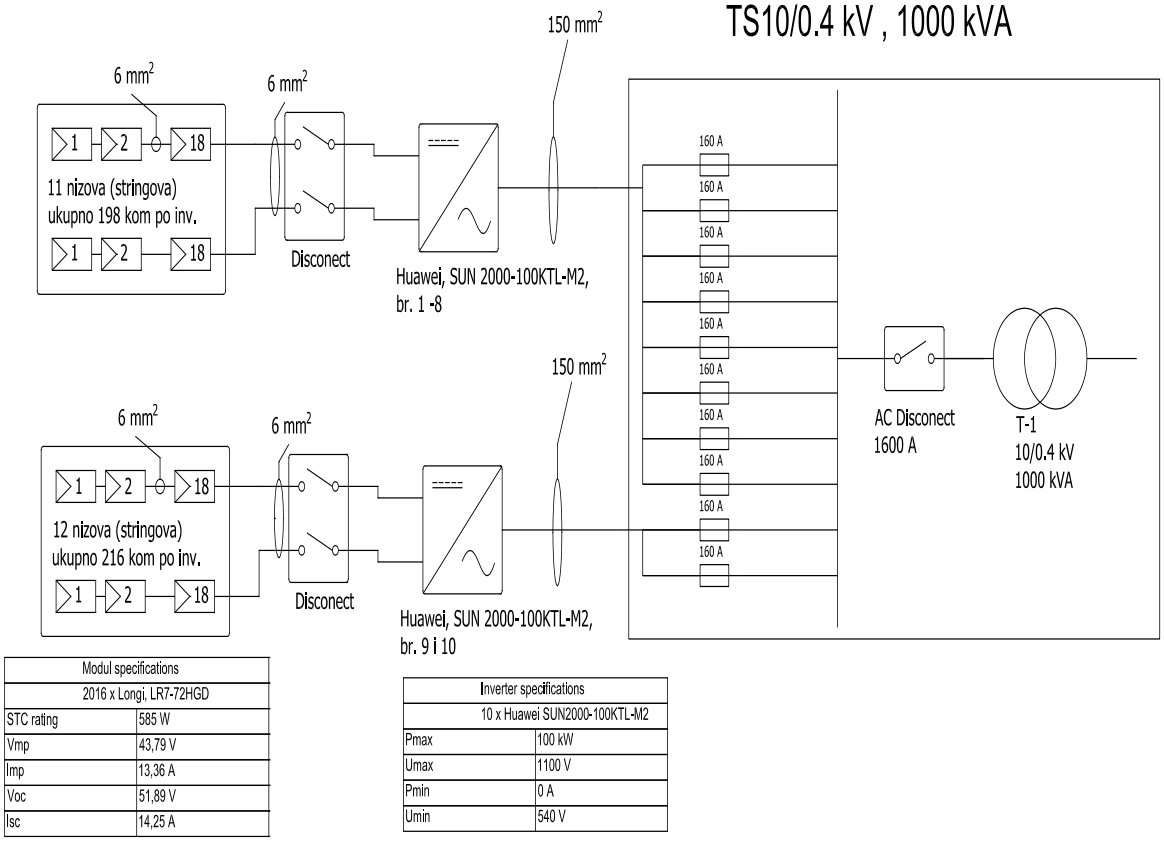
Osnovne tehničke karakteristike ugrađenih trofaznih invertora su:

1) Ulaz DC:

- Apsolutni maksimalni ulazni napon $U_{\max,abs}$: 1100 V DC
- Nazivni ulazni napon U_{dcn}: 600 V DC
- Broj nezavisnih *MPPT* kanala (*Maximum Power Point Tracking* – kanal za praćenje optimalne snage fotonaponskog sistema) [3]: 10
- Broj stringova: 20
- *MPPT* DC opseg napona do P_{acn}: 540-800 V DC
- Maksimalna DC ulazna struja $I_{dc\max}$ po stringu: 20 A
- Maksimalna DC ulazna struja $I_{dc\max}$ po MPPT: 30 A
- Maksimalna struja kratkog spoja $I_{sc\max}$ po MPTT: 40 A

2) Izlaz AC

- Nominalna/maksimalna izlazna snaga P_{acn}: 100 kW/110 kVA
- Nominalni izlazni napon U_{acn}: 400 V
- Nominalna izlazna struja I_{acn}: 144,4 A
- Nominalna izlazna frekvencija: 50 Hz
- Maksimalna efikasnost $\eta_{\max}$: 98,60 %



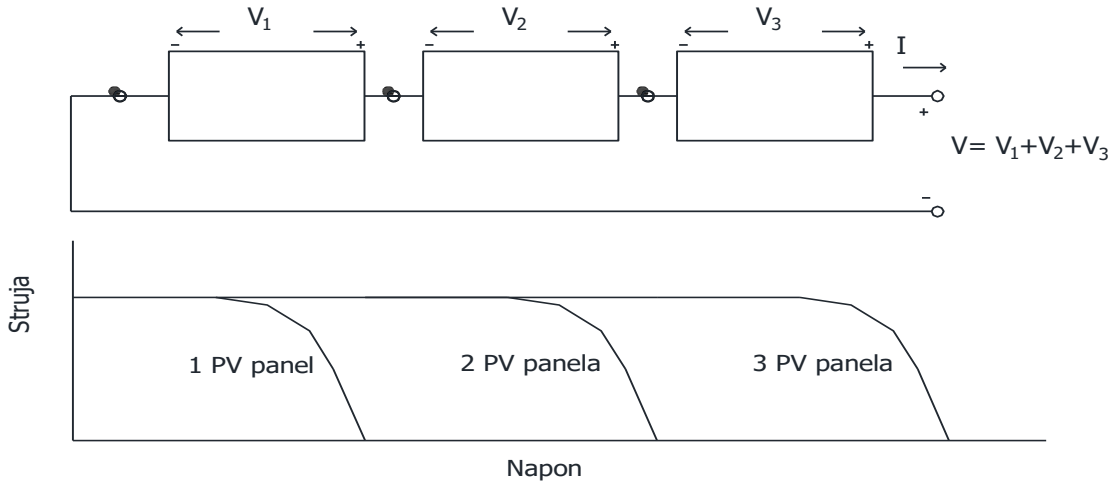
Modul specifications	
2016 x Longi, LR7-72HGD	
STC rating	585 W
Vmp	43,79 V
Imp	13,36 A
Voc	51,89 V
Isc	14,25 A

Inverter specifications	
10 x Huawei SUN2000-100KTL-M2	
Pmax	100 kW
Umax	1100 V
Pmin	0 A
Umin	540 V

Slika 1. Jednopolna šema povezivanja fotonaponskih modula i invertora

2.1 FOTONAPONSKI SISTEM SOLARNE ELEKTRANE

S obzirom da se radi o solarnoj elektrani male snage, izabrani su invertori koji mogu da prihvate nizove (stringove) sastavljene od fotonaponskih modula povezane serijski na red. Na slici 2 je prikazan način povezivanja fotonaponskih modula serijski na red i I-U karakteristika redne veze ovako povezanih modula. Fotonaponski moduli povezani u seriji proizvode veći napon, koji je zbir napona pojedinačnih modula, dok ista struja teče kroz svaki modul [1, 2].



Slika 2. Serijsko povezivanje fotonaponskih modula

U nastavku rada, na konkretnom primeru razmatrane SE, biće ukratko prikazan postupak proračuna napona i struje fotonaponskih modula, kao i postupak određivanja veličine niza fotonaponskih modula. Takođe, prikazana je i analiza uticaja broja fotonaponskih modula u nizu.

2.2 PRORAČUN NAPONA I STRUJE FOTONAPONSKIH MODULA

Proračunom napona i struje fotonaponskih modula proveravaju se najviši i najniži očekivani napon, kao i najviša očekivana struja jednog fotonaponskog modula na mestu ugradnje. Cilj je obezbediti uslove da svaki fotonaponski modul, povezan u niz, radi u režimu dozvoljenih napona i struje.

2.2.1 Proračun najvišeg očekivanog napona jednog fotonaponskog modula – Napon otvorenog kola jednog fotonaponskog modula ima najvišu vrednost pri niskim temperaturama i to kada u električnom kolu nema proticanja struje. Maksimalni napon u otvorenom kolu može se izračunati korišćenjem napona u otvorenom kolu modula i koeficijenta temperature [4, 5].

Kako se maksimalni jednosmerni napon otvorenog kola fotonaponskih modula očekuje pri niskim temperaturama, isti se računa prema sledećoj formuli:

$$U_{oc\max} = U_{oc} \cdot \left[1 + \frac{T_{KVoc}}{100} \cdot \left(T_{\min} - T_{STC}\right)\right], \quad (1)$$

gde su:
$U_{oc\,\max}$ - maksimalni napon otvorenog kola jednog fotonaponskog modula [V],
U_{oc} - napon otvorenog kola jednog fotonaponskog modula [V],
$T_{\min}$ - najniža očekivana temperatura ambijenta (usvojeno −20 °C),
T_{STC} - temperatura u standardnim uslovima ispitivanja na 25 °C,
T_{KVoc} - temperaturni koeficijent napona otvorenog kola fotonaponskog modula [%/°C].

Nakon zamene brojnih vrednosti, za ugrađene fotonaponske module, u relaciji (1), dobija se najviši očekivani napon jednog fotonaponskog modula, na mestu ugradnje, koji iznosi **57,26 V**.

2.2.2 Proračun najnižeg očekivanog napona jednog fotonaponskog modula – Napon u otvorenom kolu je Voc (open-circuit voltage), dok je Umpp (Vmpp) napon u tački maksimalne snage. Najmanji očekivani napon modula pri visokim temperaturama i kada u kolu nema proticanja struje, treba računati promenu Voc s temperaturom koristeći temperaturni koeficijent za Voc. Ako je cilj najmanji napon u uslovima rada pri opterećenju, koristi se Vmpp i odgovarajući temperaturni koeficijent za Vmpp. U odsustvu specifičnog T_{CVoc}, može se aproksimirati sa T_{CVmp} uz napomenu da to uvodi grešku; alternativno upotrebiti koeficijent temperature snage kao konzervativnu procenu [3, 4, 5].

Kako se minimalni jednosmerni napon fotonaponskih modula očekuje pri visokim temperaturama, isti se računa prema sledećoj formuli:

$$U_{mppmin} = U_{mppref} \cdot \left[1 + \frac{T_{CVmp(CVoc)}}{100} \cdot (T_{maxmodul} - T_{stc})\right] \quad (2)$$

gde su:
$U_{mpp\,\min}$ - minimalni napon jednog fotonaponskog modula [V],
U_{mpp} - nominalni napon fotonaponskog modula [V],
Tc_{Vmp} - temperaturni koeficijent fotonaponskog modula pri V_{mpp} [%/°C],
Tc_{Vocmp} - temperaturni koeficijent fotonaponskog modula pri V_{mpp} [%/°C],
T_{maxmodul} - najviša očekivana temperatura modula (usvojeno +60 °C- pretpostavka),
T_{STC} - temperatura u standardnim uslovima ispitivanja na 25 °C.

Nakon zamene brojnih vrednosti, za ugrađene fotonaponske module, u relaciji (2), dobija se najniži očekivani napon jednog fotonaponskog modula, na mestu ugradnje, pri insolaciji od 1000 W/m^2, koji iznosi **40,26 V**.

2.2.3 Proračun najviše očekivane struje jednog fotonaponskog modula – Najviša struja fotonaponskog modula može se očekivati pri visokim temperaturama. Ona se može izračunati korišćenjem struje kratkog spoja (Isc) i temperaturnog koeficijetnta ($T_\alpha I_{sc}$). Struja kratkog spoja je struja koja teče kroz spoljašnje strujno kolo kada su izvodi fotonaponskog modula kratko spojeni. Ona predstavlja maksimalnu struju pri nultom naponu i srazmerna je intenzitetu upadnog Sunčevog zračenja. Sa porastom temperature fotonaposnkog modula, koja je u praksi uvek povezana sa povećanjem intenziteta upadnog Sunčevog zračenja, povećava se struja kratkog spoja i ona linearno zavisi od intenziteta Sunčevog zračenja. Najviša struja fotonaponskog modula može se izračunati prema sledećoj formuli [4]:

$$I_{scmax} = I_{sc} \cdot \left[1 + \frac{T_{KIsc}}{100} \cdot (T_{maxmodul} - T_{STC})\right] \quad (3)$$

gde su:
$I_{sc\,max}$ - maksimalna struja jednog fotonaponskog modula pri najvećoj očekivanoj temperaturi [A],
I_{sc} - struja kratkog spoja jednog fotonaponskog modula [A],
$T_{maxmodul}$ - najviša očekivana temperatura modula (usvojeno +60 °C- pretpostavka),
T_{STC} - temperatura u standardnim uslovima ispitivanja na 25 °C,
T_{KIsc} - temperaturni koeficijent struje kratkog spoja fotonaponskog modula [%/°C].

Nakon zamene brojnih vrednosti, za ugrađene fotonaponske module, u relaciji (3), dobija se najviša očekivana struja jednog fotonaponskog modula, na mestu ugradnje, koja iznosi **14,47 A**.

2.3 ODREĐIVANJE VELIČINE NIZA FOTONAPONSKIH MODULA

Kako je to već na početku naglašeno, fotonaponski moduli su povezani serijski u nizove. Da bi se odredio broj fotonaponskih modula u nizu potrebno je da svaki od ovih nizova ispuni sledeće uslove:

1) maksimalni napon niza ne sme da prekorači dozvoljeni ulazni napon na invertoru (1100 V);
2) minimalni napon niza ne sme da bude manji od potrebnog napona za rad MPPT regulatora (540 V);
3) maksimalna struja niza ne sme da prevazilazi struju osigurača tog niza (20 A);
4) maksimalna struja nizova u jednom MPPT kanalu ne sme da prevazilazi struju kanala (30 A);
5) snaga invertora je 100 kW, a preporuka proizvođača na DC strani može da se optereti 150 %.

Na osnovu navedenih uslova [6], možemo pristupiti određivanju broja fotonaponskih modula u jednom nizu. Određivanjem minimalnog i maksimalnog broja fotonaponskih modula u jednom nizu obezbeđuje se bezbedan i pravilan rad invertora.

2.3.1 Određivanje maksimalne veličine niza (n_{max}) – Maksimalna veličina niza predstavlja maksimalni broj fotonaponskih modula koji se mogu serijski povezati i održavati maksimalni jednosmerni napon ispod dozvoljenog ulaznog napona invertora (1100 V). Ako napon niza prekorači ulazni napon invertora, gubici u proizvodnji mogu nastati zbog kasnog pokretanja ili oštećenja invertora prenaponom. Takođe, maksimalni napon ne sme prelaziti dozvoljeni sistemski napon fotonaponskih modula [5, 6, 7].

Na osnovu gore navedenog možemo izračunati maksimalni broj fotonaponskih modula u nizu prema sledećoj formuli [5]:

$$n_{\max} = \frac{U_{\max}}{U_{oc\max}} . \tag{4}$$

Nakon zamene brojnih vrednosti u relaciji (4), maksimalni broj fotonaponskih modula u jednom nizu ne sme biti veći od **19**.

2.3.2 Određivanje minimalne veličine niza (n_{min}) – Minimalna veličina niza predstavlja minimalni broj fotonaponskih modula koji se mogu serijski povezati, potrebnih kako bi invertor mogao nesmetano da radi i u letnjem periodu, pri visokim temperaturama. Najmanji napon pri kome *MPPT* regulator može da radi i prati maksimalnu snagu fotonaponskih modula za ovaj invertor je 540 V [5, 6, 7].

Na osnovu gore navedenog možemo izračunati minimalni broj fotonaponskih modula u nizu prema sledećoj formuli [5]:

$$n_{max} = \frac{U_{MPPTmin}}{Umppmin} \tag{5}$$

Nakon zamene brojnih vrednosti u relaciji (5), minimalni broj fotonaponskih modula u jednom nizu ne sme biti manji od **14**.

2.3.3 Proračun najveće struje niza i provera osigurača – Struja niza fotonaponskih modula vezanih na red je ista kao i struja jednog fotonaponskog modula. Takođe, odabrani invertor poseduje osigurače na svakom nizu na (+) i na (–) strani. Prilikom proračuna ove struje mora se voditi računa o izboru osigurača koji obezbeđuje odgovarajuću zaštitu serijskog niza fotonaponskih modula od struja kratkog spoja. Proizvođač invertora dopušta opseg za proračun struje osigurača, koji se nalazi u samom invertoru, koji štiti niz [4, 5, 6. 7]:

$$I_f \geq (1{,}4 \sim 1{,}5) \cdot I_{sc} \tag{6}$$

S obzirom da je najveća izračunata vrednost struje kratkog spoja jednog fotonaponskog modula na usvojenoj temperaturi ambijenta 45 °C, nakon zamene brojnih vrednosti u relaciji (6) biće odabran osigurač sa nominalnom strujom od **20 A**.

2.4 ANALIZA UTICAJA BROJA FOTONAPONSKIH MODULA U NIZU

Nakon izvršenih proračuna naponskih vrednosti fotonaponskih modula na mestu ugradnje kao i definisanih graničnih vrednosti broja fotonaponskih modula u nizu, a na osnovu projektovanih vrednosti invertora, izvršena je analiza uticaja broja modula u nizu. Analiza je izvršena sa aspekta granice napona i uticaja temperature na rad fotonaponskog sistema povezanog na invertore i prikazana je tabelarno.

Granične vrednosti napona sa aspekta bezbednog rada invertora i uticaj temperature ambijenta na mestu ugradnje pikazane su u Tabeli 1.

TABELA 1 – Granične vrednosti $U_{oc\ max}$

Broj FN modula u jednom nizu	$U_{oc(-20°C)}$= 57,26 V	$U_{oc(-10°C)}$=56,07 V	$U_{oc(-5°C)}$=55,99 V	U_{max}=1100 V
14	801,64 V	784,98 V	783,86 V	Zadovoljava
15	858,9 V	841,05 V	839,85 V	Zadovoljava
16	916,16 V	897,12 V	895,84 V	Zadovoljava
17	973,42 V	953,19 V	951,83 V	Zadovoljava
18	1030,68 V	1.009,26 V	1.007,82 V	Zadovoljava
19	1.087,94 V	1.065,33 V	1.063,81 V	Zadovoljava
20	1.145,20 V	1.121,4 V	1.119,80 V	Ne zadovoljava

Granične vrednosti napona sa aspekta pouzdanog rada regulatora MPPT invertora i uticaj temperature ambijenta na mestu ugradnje prikazane su u Tabeli 2.

TABELA 2 – Granične vrednosti U_{mpp}

Broj FN modula u jednom nizu	$U_{mpp(60\ °C)}$=40,26V	$U_{mpp(65°C)}$=39,76V	$U_{mpp(70°C)}$=39,26 V	$U_{MPPTmin}$=540 V
13	523,38 V	516,88 V	510,38 V	Ne zadovoljava
14	563,64 V	556,64 V	549,64 V	zadovoljava
15	603,90 V	596,40 V	588,90 V	zadovoljava
16	644,14 V	636,16 V	628.16 V	Zadovoljava
17	684,42 V	675,92 V	667,42 V	Zadovoljava
18	724,68 V	715,68 V	706,68 V	Zadovoljava
19	764.94 V	755,44 V	745,94 V	Zadovoljava
20	805.20	795.20 V	785.20 V	Zadovoljava

Na osnovu proračunate granične vrednosti napona fotonaponskih modula u nizu jasno se može uočiti da se dozvoljeni broj fotonaponskih modula povezanih serijski u niz, na invertore, pri usvojenoj temperaturi modula od 60 ºC, za predmetnu solarnu elektranu, kreće između 14 i 19 fotonaponskih modula. Ukupan broj fotonaponskih modula, 2016 komada, snage 585 W po fotonaponskom modulu, ukupne snage od 1.179,36 kW, raspoređen na deset invertora snage 100 kW, u nizove, prema sledećim usvojenim graničnim uslovima:

- Maksimalni napon niza 1100 V [6.7];
- Minimalni napon niza 540 V [7];
- Maksimalna snaga invertora na ulazu 150 kW [7];
- Temperatura modula 60 °C [7];
- Minimalni broj fotonaponskih modula u nizu 14 komada;
- Maksimalni broj fotonaponskih modula u nizu 19 komada.

Raspored fotonaponskih modula po invertorima, ukupan broj nizova povezanih na invertor, kao i broj fotonaponskih modula u nizu, pikazan je u Tabeli 3.

TABELA 3 - Raspored fotonaponskih modula

Invertor [n]	Ukupan broj nizova [n]	Ukupan broj fotonaponskih modula u nizu [kom]	Ukupan broj fotonaponskih modula [kom]	Instalisana snaga P_{dc} [kW]
1-8	11	18	198	115,83
9-10	12	18	216	126,36

Kao što se može videti iz Tabele 3, na invertorima br. 1-8 povezano je po 198 fotonaponskih modula u 11 nizova, u svakom nizu po 18 fotonaponska modula, ukupno 1.584 komada fotonaponskih modula. Na invertorima br. 9 i 10 povezano je po 216 fotonaponskih modula u 12 nizova, u svakom nizu po 18 fotonaponska modula, ukupno 432 komada fotonaponskih modula, a sve u skladu sa izvedenim proračunima.

3. ZAKLJUČAK

Pravilan odabir broja modula u nizu, kao i broj nizova priključenih na invertore, od presudnog je uticaja na ispravan rad solarne elektrane. Posledice izbora neodgovarajućeg broja nizova, odnosno broja modul u nizu su dvojake. Ukoliko se instalira previše modula u nizu, tada je premašen maksimalni ulazni napon invertora čime se rizikuje oštećenje električne opreme, a u najgorem slučaju može doći do požara. Ukoliko se ugradi premalo modula u nizu, invertor će zbog smanjenog napona na ulazu raditi sa gubicima ili u najgorem slučaju može prestati sa radom, a sistem će umesto maksimalne proizvodnje zabeležiti gubitke. U cilju izbegavanja neželjenih događaja, u ovom radu je na primeru solarne elektrane prezentovan izbor broja modula u nizu. Kao što je pokazano proračunom, najviši očekivani napon jednog fotonaponskog modula raste sa padom temperature, čime je definisan maksimalni broj modula. Najniži očekivani napon jednog fotonaponskog modula opada sa povećanjem temperature ambijenta i ovim je definisan minimalni broj modula. Dakle, jasno je da će se proračunom dobiti opseg dozvoljenog broja modula koji se može odabrati. U tom opsegu je potrebno izabrati odgovarajući broj modula u nizu, odnosno broj nizova, tako da ne bude prekoračena snaga invertora, niti maksimalna ukupna struja svih nizova po jednom invertoru. Dodatno, na osnovu proračunate maksimalne struje niza potrebno je izabrati osigurač za zaštitu od povratne struje kroz niz tokom kratkog spoja. S obzirom da svi navedeni proračuni zavise od temperature ambijenta, od tačnosti ovih podataka na određenoj lokaciji zavisi i tačnost proračuna [8]. Ovakvim pristupom se obezbeđuje pouzdan rad fotonaponske elektrane tokom celog perioda eksploatacije. S obzirom na sve veći broj solarnih elektrana na teritoriji Republike Srbije preporučuje se da ovi proračuni budu sastavni deo tehničke dokumentacije. Dodatno se preporučuje pravljenje baze podataka u postojećim elektranama, u kojoj bi se jasno videla zavisnost električnih veličina od uslova ambijenta. Na taj način bi se za pojedine lokacije u zemlji detaljno definisali parametri za optimalan izbor električne opreme u ovim elektranama.

LITERATURA

[1] Masters G. M., 2004, „Renewable and Efficient Electric Power Systems“, John Wiley & Sons, New Jersey, ISBN 0-471-28060-7.

[2] Messenger R. A., Ventre J., 2004, „Photovoltaic Systems Engineering – second edition“, CRC Press, Boca Raton – London – New York – Washington D.C.

[3] Martin A. Green, "Third Generation Photovoltaics"

[4] Dokić B., Blanuša B., Ivanović Ž., 2013, „Energetski pretvarači u obnovljivim izvorima“, Akademska Misao, Beograd.

[5] SMA Solar Technology AG, „Planning of a PV Generator - Planning Guidelines“, DC-PL-en-11 (Version 1.1), www.SMA-solar.com

[6] Tehnicke karakteristike- datasheet PV Modula, Longi, Hi-MO7, LR7-72HGD, 585-620M.

[7] User manual SUN2000-100KTL-M2, 100 kW, Huawei.

[8] Republički hidrometeorološki zavod Srbije, leto 2017, „Sezonski bilten za Srbiju“, http://www.hidmet.gov.rs/podaci/meteorologija/latin/l2017.pdf

Broj rada: R4-13

E-MOBILNOST I NJENA INTERAKCIJA SA OPERATOROM DISTRIBUTIVNOG SISTEMA KAO VIZIJA BUDUĆNOSTI

E-MOBILITY AND ITS INTERACTION WITH THE DISTRIBUTION SYSTEM OPERATOR AS A VISION OF THE FUTURE

VLADIMIR GRUJIĆ, Elektromreža Srbije ad, Beograd, Republika Srbija*
SLAVENKO DAVIDOVIĆ, Elektromreža Srbije ad, Beograd, Republika Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Energetska tranzicija koja je uveliko sprovedena u zemljama Evropske unije EU pokreće i ostale zemlje uključujući Republiku Srbiju da napravi iskorak u energetskoj budućnosti i inovacijama. Taj izazov, dekarbonizacija i zelena energija ogleda se i kroz električna vozila EV gde e-mobilnost može biti spregnuta sa Operatorom distributivnog sistema ODS jer baterije električnih vozila mogu postati skladišta električne energije. Mreža koja je nekada bila isključivo pasivna postaje izazov u pogledu fleksibilnosti mreže i svoje buduće uloge kao aktivne mreže. Ovaj rad ima za cilj da podigne svest o električnim vozilima u Republici Srbiji i regionu, ne samo kao prevoznim sredstvima već kao „elektranama na točkovima“ koje imaju značajno mesto u distributivnoj mreži i njenoj budućnosti. Tranzicija u energetskom sistemu zahteva fundamentalnu rekonstrukciju mreže i razna inovativna rešenja. U radu će biti opisano gde je Srbija u pogledu elektromobilnosti, šta su to bidirekciona električna vozila i tehnologija V2G (Vehicle to Grid).

Ključne reči: : EV - električno vozilo, ODS-operator distributivnog sistema, baterije električnog vozila, fleksibilnost, e-mobilnost

ABSTRACT

The energy transition, which has been largely implemented in the countries of the European Union, is simply driving other countries, including the Republic of Serbia, to take a step forward in the energy future and innovations. That challenge is decarbonization and green energy is also reflected through EV electric vehicles, where e-mobility can be coupled with the DSO distribution system operator because the electric batteries on the vehicles can become storage for electricity. A network that was once purely passive becomes a challenge to the flexibility of the network and its role as an active network. This paper should serve to raise awareness about electric vehicles in the Republic of Serbia and the region, not only as EVs for traffic, but also as "power plants on wheels" that have their place in the distribution network and its future. Transitions in the energy system require a fundamental reconstruction of and various innovative solutions. The paper will describe where Serbia is in terms of electromobility, what are bidirectional electric vehicles, and. V2G (Vehicle to Grid) technology.

Keywords: EV - electric vehicle, DSO-distribution system operator, electric vehicle batteries, flexibility, solutions. e-mobility

UVOD

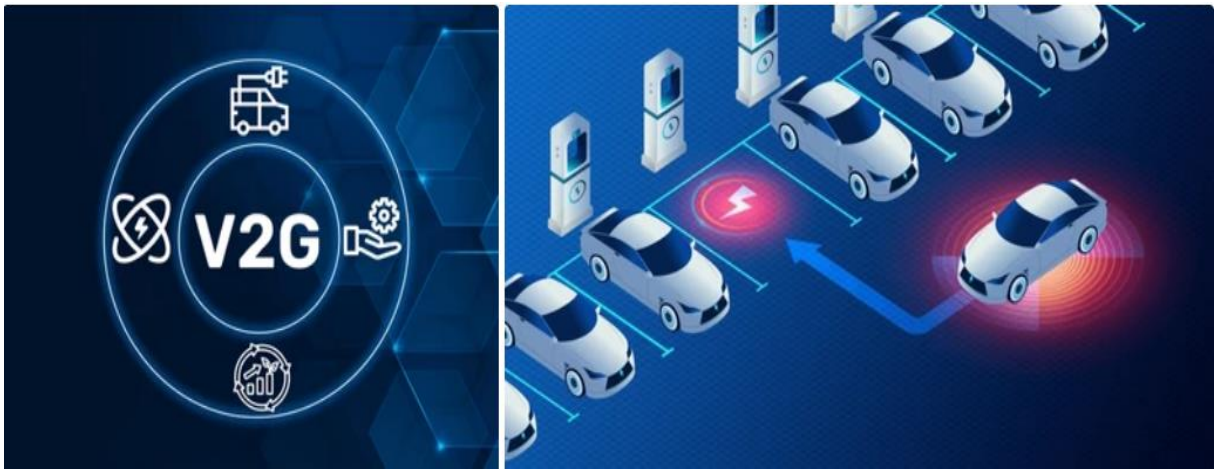
Energetska tranzicija, dekarbonizacija, zelena-čista energija i smanjenje emisije CO_2 gasova su postali centralni pojmovi u savremenoj energetici. Energetski paket („Clean Energy Package for All“ – „Paket čiste energije za sve“) je doprineo takvom usmerenju u proizvodnji „čiste električne energije“. Dekarbonizacija privrede u Srbiji je neophodna kao odgovor na promenu klime. Republika Srbija se obavezala da će do 2035. godine smanjiti emisiju gasova sa efektom staklene bašte za 40,1 % u odnosu na 1990. godinu. Mehanizam za prekogranično prilagođavanje ugljenika (CBAM - Carbon Border Adjustment Mechanism) takse, uveliko se primenjuje u zemljama EU, a u Republici Srbiji je u najavi da krene 2026. godine. Pored razvoja vetroelektrana, solarnih elektrana, hidroenergije i biomase, električna vozila će postojati sve značajniji deo energetskog sistema [1].

* Vladimir Grujić vladimir.grujic@ems.rs

Konkretno, dekarbonizacija drumskog saobraćaja i njegova integracija sa ODS predstavlja važan element energetske transformacije [2]. Ciljevi koji se postavljaju ispred e-mobilnosti biće ispunjeni samo ako postoje investicije u stvaranju pametnih, pouzdanih elektroenergetskih mreža [3]. Uvođenje EV donosi nove izazove, ali i prilike za ODS u pogledu fleksibilnosti [4], jer baterije električnih vozila mogu da se pune u periodu niže potrošnje, a vraćati energiju u mrežu u periodu kada je deficitarna. Generalno, EV nisu samo jedan deo energetske tranzicije, već mogu biti direktni mehanizmi za njen razvoj, a ODS treba da olakša primenu elektromobilnosti.
U radu će biti opisano gde je Srbija u pogledu elektromobilnosti, šta su bidirekciona električna vozila i tehnologija V2G (Vehicle to Grid), kao i neke studije iz Evropske unije koje pokazuju kakav i koliki uticaj operateri distributivnog sistema mogu imati na distributivnu mrežu kada se električna vozila posmatraju kao „elektrane na točkovima“.

1 BIDIREKCIONA ELEKTRIČNA VOZILA

Bidirekciona električna vozila su vozila sa mogućnošću dvosmerne razmene električne energije koja mogu da pretvore električnu energiju uskladištenu u svojim baterijama, jednosmernu DC-struju natrag u naizmeničnu AC-struju [5]. Ovo omogućava da se potrošači u istoj zgradi snabdevaju električnom energijom iz vozila - V2H (Vehicle to Home) [6] ili da se energija vrati u distributivnu mrežu gde električna vozila funkcionišu kao mobilna baterijska skladišta na tržištu električne energije i pomoćnih usluga V2G (Vehicle to Grid) [7].
Da bi ekonomsko-energetski potencijal iz mobilnog baterijskog skladišta bio iskorišćen u korist energetskog sistema potrebna je inteligentna integracija na relaciji EV – infrastrukture za punjenje – ODS odnosno distributivne mreže. Bidirekciona vozila mogu da omoguće znatno veći potencijal fleksibilnosti, jer se zahtevi za pozitivnu i negativnu balansnu snagu mogu pozivati više puta, što može da poveća uštede. V2G zahteva dodatna ulaganja u hardver i softver kod električnih vozila, punjača i mreže. Ako se koriste velike snage punjenja, vlasnici vozila će možda morati obratiti pažnju na potencijalno ubrzanu degradaciju baterije, koja zavisi od intenziteta punjenja i učestalosti pražnjenja. Posebno u komercijalnim primenama neophodni su sistemi koji garantuju da će baterija biti dovoljno napunjena u zakazano vreme polaska. Dakle, dizajn i regulacija tržišta fleksibilnosti moraju se prilagoditi kako bi se omogućila integracija takvih distribuiranih i e-mobilnih sistema.

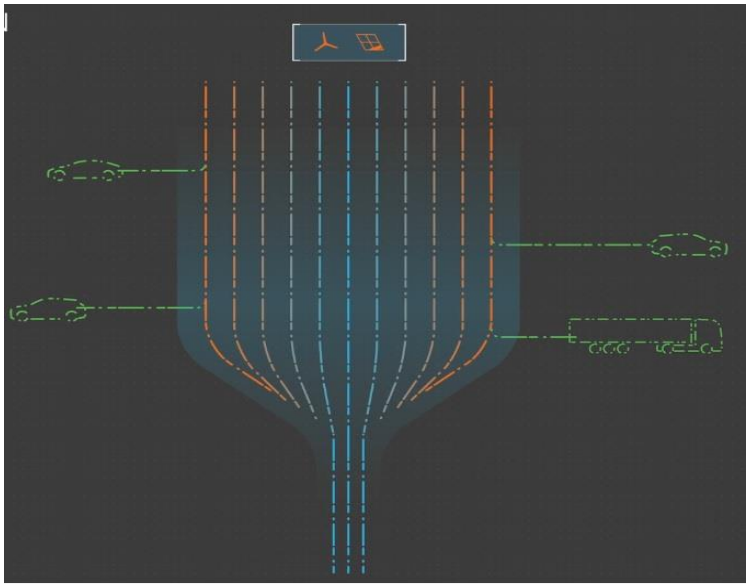


Slika 1. Bidirekciona električna vozila V2G (Vehicle to Grid).

2 INTERAKCIJA ODS I ELEKTRIČNIH VOZILA-EV

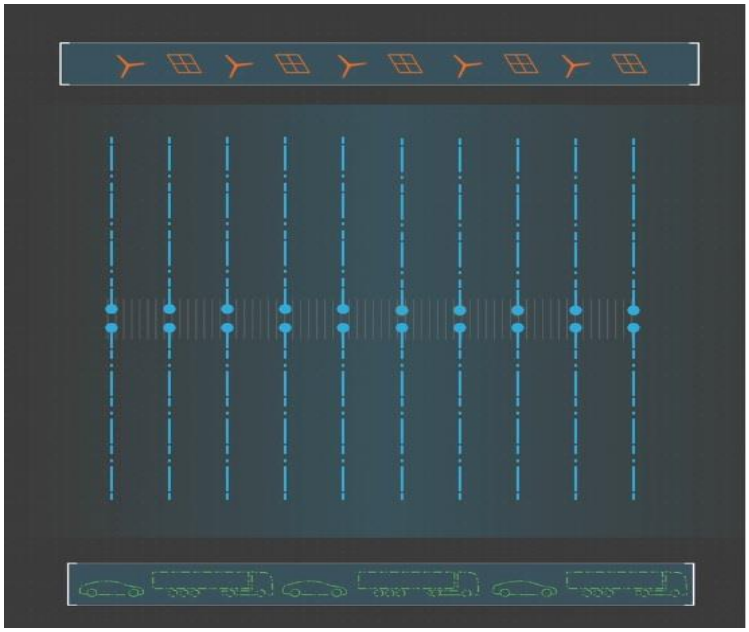
Vozilo – mreža odnosno V2G i njihova interakcija sa ODS – Operatorom distributivnog sistema predstavlja vezu budućnosti. Automobilska industrija zajedno sa baterijama za električna vozila doživljava snažnu transformaciju a udružena sa energetskim mrežama otvara mogućnost za još brži napredak i inovacija u okviru energetske tranzicije i naravno dekarbonizacije. Energetski sektor postiže sve veću efikasnost prvenstveno kroz intenzivniju integraciju izvora obnovljive energije (IOE). U tom kontekstu očekuje se da ODS razvija tržište fleksibilnosti. Upravo veza između ODS i EV predstavlja jedan od ključnih načina za održavanje ravnoteže između proizvodnje i potrošnje električne energije za budućnost. Da bi ova veza imala punu vrednost V2G mora da postane široko prihvaćena norma jer će električna vozila moći da podrže mrežu u vanrednim situacijama. Ovakva interakcija u značajnoj meri će doprineti smanjenju ranjivosti mreže i povećanju otpornosti. Koja sve rešenja mogu da se nametnu za vezu ODS i EV, evo nekoliko načina:

Upravljanje uskim grlima/zagušenja – energetska mreža ima ograničen kapacitet, ako se u nju uvede više energije može doći do uskih grla, mreža se preopterećuje. Višak električne energije može se skladištiti u baterijama električnih vozila npr. automobila,autobusa,kamiona...i prema potrebi ponovo vratiti u mrežu [8] .



Slika 2. Upravljanje uskim grlima pomoću EV

Stabilnost mreže obezbediti – Poznato je da na energetskoj mreži mora da postoji balans između proizvodnje i potrošnje, inače je mreža ugrožena. Kako su IOE promenljivi i imaju fluktuacije u proizvodnji, da bi se obezbedila stabilnost koristi se balansirajuća snaga, dakle električna energija koja u kratkom roku može da odreaguje. U budućnosti se očekuje da električna vozila sa pripadajućim baterijama mogu da uskoče u procesu balansiranja.



Slika 3. Obezbeđivanje stabilnosti mreže pomoću EV

Pomeranje tereta/rasterećenje – Sa pametnim punjenjem baterija EV, zagušenjem-uskim grlima, fluktuacije između proizvodnje i potrošnje nije moguće potpuno eliminisati. Međutim, postojeća mreža treba biti pravilno iskorišćena odnosno da ona bude optimalno opterećena, a takođe ostane u balansu, bude stabilna. Ovo je moguće preusmeravanjem opterećenja odnosno aktivnim upravljanjem potrošnjom tokom celog dana [9]. Pametno preusmeravanje opterećenja moglo bi da se koristi u interakciji sa EV. Fleksibilno punjenje baterija automobila

moglo bi se koristiti uveče. Ako je potražnja za električnom energijom velika, punjenje se usporava ili prekida. Kada mreža ima dovoljan kapacitet, punjenje EV se nastavlja.

Slika 4. Pomeranje tereta pomoću EV

3 REPUBLIKA SRBIJA U POGLEDU EV

Za Republiku Srbiju i njene građane električna vozila (EV) i dalje predstavljaju tehnologiju budućnosti. Pojam električnog vozila se još uvek najčešće koristi kada se misli na automobile kao prevozno sredstvo na električni pogon. Sprovode se različiti programi i subvencije za podsticaj kupovine EV ili hibridnih vozila, kao svojevrsna zamena „staro za novo“. Glavni fokus je na razvoju infrastrukture, odnosno mreže punjača. Takođe, neophodne su izmene zakonske regulative u energetici kako bi se omogućilo naplaćivanje punjenja vozila prema stvarno utrošenoj električnoj energiji, a ne prema vremenu zadržavanja na punjaču. Za grad Beograd planiraju se subvencije za električna vozila za potrebe taksi službi. Broj punionica na glavnim putnim pravcima je i dalje mali, a njihove snage su uglavnom u rasponu od 22 do 50 kW. U planu su instalacije za brzo punjenje snage 150 kW, što bi omogućilo znatno efikasnije i kraće punjenje na magistralnim putevima. Na sajtovima posvećenim električnim vozilima u Srbiji nalaze se pojmovi vezani za EV, što se može videti na slici 5, dok su bidirekciona vozila i V2G i dalje u drugom planu.

1. Električno vozilo (EV)
2. Baterijsko električno vozilo (BEV)
3. Hibridno električno vozilo (HEV)
4. Plug-in hibridno električno vozilo (PHEV)
5. Regenerativno kočenje
6. Stanica za punjenje (punionica)
7. Kilovat sat (kWh)
8. Domet
9. Jednosmerna struja (DC)
10. Naizmenična struja (AC)
11. Ugrađeni punjač
12. Konektor
13. Autonomija
14. Ekološka održivost
15. Vreme punjenja
16. Superpunjenje
17. Smart punjenje
18. Bidirekcionalno punjenje
19. Vozilo-na-mrežu (V2G)
20. Radijus vožnje
21. Kilovata (kW)
22. Težina vozila
23. Elektronski kontrolisan diferencijal (E-LSD)
24. Termalno upravljanje baterijom
25. Software za upravljanje energijom

Slika 5. Rečnik pojmova EV u Srbiji

Vidi se da e-mobilnost - V2G je na 19.mestu po rečniku pojmova. Zvanični sajtovi za e-mobilnost u Srbiji zalažu se za nultu emisiju gasova, takođe i za buđenje svesti ne samo kod vozača i vlasnika EV već i celokupnog društva.

4 EV U EVROPSKOJ UNIJI KAO V2G

Električna vozila u EU i zemljama zapadne Evrope napravila su značajan iskorak u tehnologiji V2G. Prvo, izvorno auto-industrija proizvodi samo električna vozila prateći „zelenu agendu“ u procesu dekarbonizacije i energetske tranzicije. U tom cilju svi veći gradovi do 2035. godine treba da pređu 100% na električne automobile [10].

Klimatski neutralna energija je vizija koja treba da se ostvari do 2050. godine, dakle svi energetski resursi 100% iz OIE – obnovljivi izvori energije.
Trenutno V2G tehnologija u zemljama zapadne Evrope koristi se kod Operatera voznih parkova, odnosno komercijalnih vozila na električni pogon jer oni mogu značajno smanjiti troškove električne energije i rasteretiti energetsku mrežu [11]. Ovde će biti prikazano kako se to sve koristi i neke statistike/studije koje se tiču klima neutralnosti do 2050.godine. Omogućavanjem tržišta fleksibilnosti, operatori voznih parkova komercijalnih vozila mogu smanjiti troškove električne energije i do 30% a to se može postići bez značajnog ugrožavanja dostupnosti vozila. Ovo zahteva dobro planirana vremena polazaka, odnosno ova fleksibilnost se postiže postepenim raspoređivanjem vremena punjenja.
Komercijalna električna vozila mogu na mreži da pružaju sistemske usluge kao npr. rezerva kontrole i upravljanje zagušenjem mreže. Sa tehničkog aspekta kamioni i autobusi sa svojim električnim baterijama mogu učestvovati kao primarne, sekundarne i tercijalne rezerve kontrole. Primarna i sekundarna regulacija su značajnije jer baterije mogu veoma brzo reagovati u smislu vremena aktivacije. Ovim tipom regulacije imamo, dakle, i decentralizaciju distributivnog sistema.
Jedna studija izvodljivosti sa Daimler Truck AG [12] odakle je preuzeta Tabela 1. u Nemačkoj kaže da se stalno i značajno povećava potencijal fleksibilnosti sa povećanjem komercijalnih vozila na električni pogon. Do 2030. godine očekuje se na nemačkim putevima 200.000 EV. Sa kapacitetom od 350 – 600 kWh to bi dalo rezultat sa pozitivnim i negativnim potencijalom fleksibilnosti od preko **1.000 MW** između 16:00 h i 4:00 h, to je već snaga jedne veće elektrane. Do 2040. godine moguće je i više od 600.000 električnih vozila što znači pozitivan i negativan potencijal fleksibilnosti od preko **4.000 MW** za gore pomenuti vremenski period. U nekim oblastima potencijal može da premaši 20.000 MW negativnog potencijala fleksibilnosti od 20:00 h-00:00 h i od 00:00 h-4:00 h. Ove cifre su značajne za tržište balansne rezerve 2040. godine, u Nemačkoj je trenutno balansna rezerva oko 7.100 MW.

	00:00-04:00	04:00-08:00	08:00-12:00	12:00-16:00	16:00 - 20:00	20:00 - 00:00
2025.	+ 529	+ 13	+ 4	0	+ 266	+ 354
	- 1.146	- 26	- 13	- 47	- 659	- 1.048
2030.	+ 2.210	+ 46	+ 13	+ 0	+ 1.238	+ 1.613
	- 5.960	- 77	- 39	- 138	- 3.981	- 5.765
2040.	+ 7.066	+ 154	+ 23	0	+ 4.183	+ 5.542
	- 22.593	- 137	- 70	- 245	- 16.095	- 23.113

Максимални позитивни (+) и негативни (-) потенцијал флексибилности за Немачку за године 2025, 2030. и 2040., у MW

Tabela 1. Pozitivan i negativan potencijal fleksibilnosti od EV u budućnosti

5 ZAKLJUČAK

Električna vozila bidirekcionog V2G tipa predstavljaju značajan potencijal u pogledu dekarbonizacije i skladištenja električne energije. Jasno se uočava da se u Republici Srbiji EV još uvek pretežno posmatraju kao klasična vozila za prevoz, dok je primena V2G koncepta i dalje u ranoj fazi razvoja. U regionu i Evropi prisutne su istraživačke inicijative, pilot-projekti i regulatorne preporuke koje ukazuju na to da operateri voznih parkova mogu značajno učestvovati u interakciji sa ODS, odnosno operatorom distributivnog sistema.

V2G u budućnosti može postati važno rešenje na lokacijama gde je energetski sistem osetljiv ili nestabilan. Veoma su važni odgovarajuća infrastruktura i dvosmerni uređaji za punjenje. Kada model V2G postane standardan, EV će moći da podrže mrežu i u vanrednim okolnostima. Vozila koja koriste litijum-jonske baterije imaju određena ograničenja, dok se natrijum-jonska tehnologija sve više razmatra kao perspektivno rešenje zbog dostupnosti sirovina, potencijalno nižih troškova i dobrih performansi u određenim uslovima, iako litijum-jonske baterije i dalje imaju prednost u pogledu gustine energije. Takođe, potrebno je obezbediti odgovarajuće standarde i protokole, od kojih su neki:

- **ISO 15118-20:** komunikacija između vozila i punjača, uključujući podršku za napredne funkcije i bidirekcionu razmenu energije
- **UL 9741 / UL 1741 SB/SC:** bezbednost i interkonekcija dvosmernih punjača

- **Protokoli:** CHAdeMO dugo podržava V2G, dok CCS ekosistem dobija V2G podršku kroz ISO 15118-20

Sledeće važno pitanje jeste da li V2G utiče na trajnost baterije i kako se to odražava na garanciju. U nastavku su dati kratki odgovori:

Nauka: Efekat zavisi od režima upotrebe, dubine ciklusa, temperature i opsega napunjenosti baterije. Umerena i pametno kontrolisana V2G upotreba može imati mali uticaj, dok agresivna upotreba može ubrzati degradaciju baterije.

Garancije i proizvođači: Ključno je koristiti odobrenu opremu i rešenja koja su usklađena sa zahtevima proizvođača vozila i infrastrukture.

V2G je realna tehnologija sa veoma korisnom primenom kao dodatak elektroenergetskom sistemu: može da rastereti vršna opterećenja, pomogne pri poremećajima u snabdevanju i omogući dodatne prihode kada tržišni uslovi to dozvoljavaju. Generalno, V2G predstavlja izazov, ali i priliku na koju energetski sektor treba pravovremeno da odgovori.

LITERATURA

[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] Daimler Truck TenneT Feasibility Study paper 2022.

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R4-14

POBOLJŠANJE FLEKSIBILNOSTI DISTRIBUTIVNE MREŽE KROZ INTEGRACIJU ELEKTRIČNIH VOZILA

ENHANCING THE FLEXIBILITY OF THE DISTRIBUTION GRID THROUGH ELECTRIC VEHICLE INTEGRATION

Jelena STOJKOVIĆ TERZIĆ, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, Srbija*
Doroteja ZAREV, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, Srbija
Luka ZOROJE, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, Srbija
Balša ĆERANIĆ, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, Srbija
Predrag STEFANOV, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, Srbija
Andrea BONFIGLIO, Univerzitet u Đenovi, Italija

KRATAK SADRŽAJ

Rast broja električnih vozila otvara nova pitanja u vezi sa radom i planiranjem distributivnih elektroenergetskih mreža. Elektrifikacija transporta dovodi do promena u obrascima potrošnje, povećanja vršnih opterećenja i dodatnih zahteva za mrežnom infrastrukturom, posebno u niskonaponskim i srednjenaponskim mrežama. Istovremeno, električna vozila, zahvaljujući fleksibilnosti procesa punjenja i raspoloživom kapacitetu baterija, predstavljaju potencijalni izvor fleksibilnosti za elektroenergetski sistem. Uloga električnih vozila kao izvora fleksibilnosti postaje posebno značajna u uslovima visoke penetracije obnovljivih izvora energije (OIE), pre svega distribuirane fotonaponske (PV) proizvodnje. Integracija PV sistema u distributivne mreže, iako ključna za energetsku tranziciju, donosi niz tehničkih izazova, uključujući varijabilnost proizvodnje, pojavu obrnutih tokova snage i narušavanje naponskog profila. U tom kontekstu, ovaj rad razmatra električna vozila kao odgovor na izazove koje nameće visoka penetracija OIE na distributivnom nivou. Analiza je usmerena na električna vozila kao upravljive potrošače, uz razmatranje različitih scenarija proizvodnje iz PV sistema i ponašanja korisnika. Poseban akcenat stavljen je na pametno upravljanje punjenjem (smart charging), kojim se punjenje električnih vozila može vremenski uskladiti sa lokalnom proizvodnjom iz PV sistema, čime se omogućava veća apsorpcija viškova energije i smanjuje opterećenje mreže u kritičnim režimima rada. Dodatno, razmatra se i potencijal koncepta vozilo–mreža (V2G), koji omogućava da električna vozila deluju kao distribuirani izvori fleksibilnosti. Rezultati ukazuju da integracija električnih vozila može povećati fleksibilnost distributivne mreže i ublažiti negativne efekte visoke penetracije PV sistema. Električna vozila se u tom smislu mogu posmatrati ne samo kao pasivni potrošači, već i kao aktivni elementi sistema koji doprinose efikasnijem korišćenju lokalno proizvedene energije iz OIE. Zaključci rada mogu biti od značaja za operatore distributivnih mreža, kreatore politika i investitore, jer ukazuju na praktične mogućnosti za unapređenje integracije OIE uz očuvanje pouzdanosti i stabilnosti elektroenergetskog sistema.

Ključne reči: električna vozila, fleksibilnost distributivne mreže, pametno upravljanje punjenjem, vozilo–mreža (V2G), integracija OIE

ABSTRACT

The growing number of electric vehicles raises new questions regarding the operation and planning of distribution power networks. The electrification of transport leads to changes in consumption patterns, increases peak loads, and imposes additional requirements on grid infrastructure, particularly in low- and medium-voltage networks. At the same time, due to the flexibility of the charging process and the available battery capacity, electric vehicles represent a potential source of flexibility for the power system. The role of electric vehicles as a source of flexibility becomes especially important in conditions of high penetration of renewable energy sources (RES), primarily distributed photovoltaic (PV) generation. Although the integration of PV systems into distribution networks is a

* Jelena Stojković Terzić jstojkovic@etf.bg.ac.rs; Doroteja Zarev doroteja.zarev@etf.rs; Luka Zoroje zoroje@etf.bg.ac.rs; Balša Ćeranić ceranic@etf.bg.ac.rs; Predrag Stefanov stefanov@etf.bg.ac.rs; Andrea Bonfiglio a.bonfiglio@unige.it

key element of the energy transition, it introduces several technical challenges, including generation variability, the occurrence of reverse power flows, and impacts on the voltage profile. In this context, this paper considers electric vehicles as a response to the challenges posed by high RES penetration at the distribution level. The analysis focuses on electric vehicles as controllable loads, considering different PV generation scenarios and user behavior patterns. Particular emphasis is placed on smart charging, through which electric vehicle charging can be temporally aligned with local PV generation, enabling greater absorption of surplus energy and reducing grid loading under critical operating conditions. In addition, the potential of the vehicle-to-grid (V2G) concept is discussed, allowing electric vehicles to act as distributed sources of flexibility. The results indicate that the integration of electric vehicles can increase the flexibility of distribution networks and mitigate the negative effects of high photovoltaic penetration. In this sense, electric vehicles can be viewed not only as pasive end consumers, but also as active elements of the power system that contribute to a more efficient use of locally generated renewable energy. The conclusions of this work may be relevant for distribution system operators, policymakers, and investors, as they highlight practical opportunities to improve RES integration while maintaining the reliability and stability of the power system.

Keywords: Electric vehicles, distribution grid flexibility, smart charging, vehicle-to-grid (V2G), RES integration

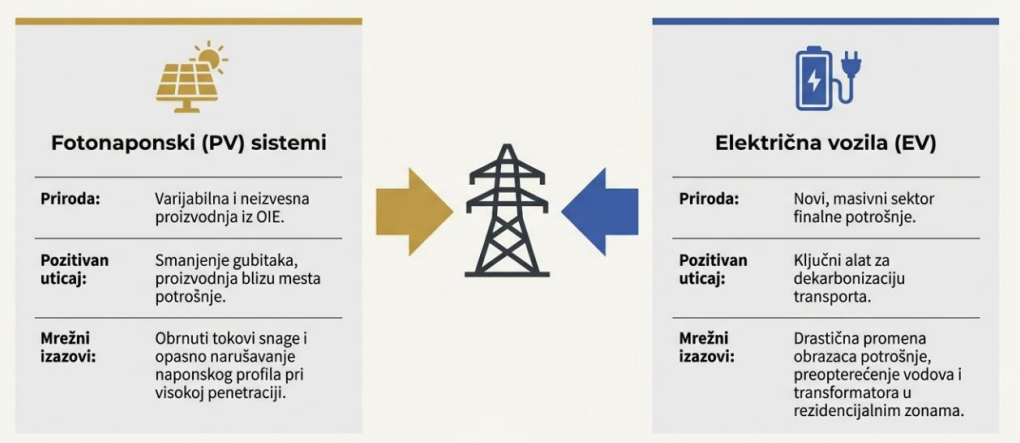
1 UVOD

Savremeni elektroenergetski sistem (EES) prolazi kroz intenzivne promene usled paralelnog razvoja obnovljivih izvora energije (OIE) i elektrifikacije sektora finalne potrošnje. Jedan od ključnih trendova predstavlja rastuća penetracija distribuirane fotonaponske (PV) proizvodnje na nivou distributivnih mreža, kao i ubrzana elektrifikacija transporta kroz povećanje broja električnih vozila (EV). Ovi procesi imaju ključnu ulogu u dekarbonizaciji energetskog sektora, ali istovremeno uvode nove tehničke izazove u planiranju i radu distributivnih mreža [1], [2].

Integracija PV sistema u distributivne mreže omogućava proizvodnju električne energije u blizini mesta potrošnje i smanjenje gubitaka, ali zbog varijabilne prirode proizvodnje uvodi značajnu neizvesnost u rad sistema. Kao posledica toga javljaju se problemi kao što su obrnuti tokovi snage, povećanje naponskih nivoa i narušavanje naponskog profila, naročito u mrežama sa visokim udelom distribuirane proizvodnje [1], [2]. Ovi izazovi dodatno naglašavaju potrebu za novim izvorima fleksibilnosti na distributivnom nivou.

Paralelno sa tim, rast broja električnih vozila dovodi do značajnih promena u obrascima potrošnje električne energije. Električna vozila predstavljaju novi tip potrošača sa potencijalno velikim uticajem na vršna opterećenja distributivne mreže. Nekontrolisano punjenje, posebno u večernjim satima, može dovesti do povećanja vršne snage, preopterećenja vodova i transformatora, kao i smanjenja pouzdanosti sistema [1], [3]. Ovakvi efekti su posebno izraženi u rezidencijalnim područjima, gde se punjenje vozila često vremenski poklapa sa postojećim vršnim opterećenjima.

Vršna snaga predstavlja jedan od ključnih parametara u planiranju i eksploataciji elektroenergetskog sistema, budući da se dimenzionisanje mrežnih elemenata zasniva na maksimalnim opterećenjima. Povećanje vršnog opterećenja, čak i umereno, može zahtevati dodatna ulaganja u mrežnu infrastrukturu i ubrzati degradaciju postojeće opreme. Zbog toga smanjenje vršnih opterećenja, odnosno peak-shaving, predstavlja jedan od osnovnih ciljeva u integraciji novih fleksibilnih resursa u distributivne mreže [3], [4].



Slika 1 - Integracija PV sistema i EV

Za razliku od tradicionalnih potrošača, električna vozila poseduju značajan potencijal fleksibilnosti. Proces punjenja je vremenski prilagodljiv, dok baterije omogućavaju skladištenje energije, čime EV mogu delovati kao upravljivi potrošači i potencijalni izvori fleksibilnosti [1], [5]. Ova karakteristika omogućava primenu strategija kao što je pametno upravljanje punjenjem (smart charging), kojim se potrošnja može uskladiti sa proizvodnjom iz PV sistema i uslovima u mreži [4], [5].

Koordinisano punjenje električnih vozila omogućava povećanje lokalne potrošnje energije iz OIE, smanjenje viškova proizvodnje i ublažavanje opterećenja mreže u kritičnim režimima rada. Na taj način se električna vozila mogu posmatrati kao važan element za efikasniju integraciju distribuirane PV proizvodnje i poboljšanje rada distributivne mreže [2], [4], [5].

Dodatni potencijal električnih vozila ogleda se u primeni koncepta vozilo–mreža (V2G), koji omogućava dvosmernu razmenu energije između vozila i elektroenergetskog sistema. Na taj način EV mogu pružati usluge fleksibilnosti kao što su smanjenje vršnih opterećenja, balansiranje sistema i poboljšanje stabilnosti mreže [2], [6], [7]. Iako je primena V2G koncepta još uvek ograničena tehničkim, regulatornim i tržišnim faktorima, brojna istraživanja ukazuju na njegov značajan potencijal u budućim aktivnim distributivnim mrežama [4], [8].

Dosadašnja istraživanja pokazuju da pravilno koordinisano upravljanje punjenjem i pražnjenjem električnih vozila može značajno ublažiti negativne efekte njihove integracije i istovremeno doprineti efikasnijem korišćenju obnovljivih izvora energije [2], [4], [5]. Međutim, efekti integracije EV u velikoj meri zavise od načina upravljanja, ponašanja korisnika, nivoa simultanosti punjenja i odnosa između lokalne proizvodnje i potrošnje, posebno u sistemima sa visokim udelom PV proizvodnje [1], [3].

	Nekontrolisano punjenje (Status Quo)	Smart Charging (Pametno upravljanje)	V2G (Vehicle-to-Grid)
Smer energije	**Jednosmeran** (Mreža → EV)	**Jednosmeran**, ali **tajmiran** (Mreža → EV)	**Dvosmeran** (Mreža ↔ EV)
Uticaj na mrežu	Povećava vršno opterećenje, izaziva uska grla.	Ublažava kritična opterećenja, maksimizuje apsorpciju lokalnog PV-a.	Aktivni peak-shaving, balansiranje, stabilnost napona.
Stepen fleksibilnosti	**Nikakva** (Pasivni potrošač)	**Visoka** (Upravljivi potrošač)	**Maksimalna** (Aktivni resurs).

Slika 2 - EV kao resurs fleksibilnosti

U tom kontekstu, ovaj rad razmatra ulogu električnih vozila u povećanju fleksibilnosti distributivnih mreža sa visokim udelom PV sistema. Analiza je usmerena na električna vozila kao upravljive potrošače, uz razmatranje različitih scenarija proizvodnje iz PV sistema i ponašanja korisnika. Poseban akcenat stavljen je na pametno upravljanje punjenjem, kojim se punjenje električnih vozila može uskladiti sa lokalnom proizvodnjom iz PV sistema, čime se povećava apsorpcija energije iz OIE i smanjuje opterećenje mreže u kritičnim režimima rada. Takođe, razmatra se i potencijal V2G koncepta kao dodatnog izvora fleksibilnosti. Cilj rada je da se kvantifikuje

doprinos električnih vozila u ublažavanju negativnih efekata visoke penetracije PV sistema i da se ukaže na njihovu ulogu kao aktivnih elemenata budućih fleksibilnih distributivnih elektroenergetskih sistema.

Rad je organizovan na sledeći način: u prvom poglavlju dat je uvod i definisan je predmet istraživanja, dok je u drugom poglavlju prikazan je metodološki okvir i model integracije EV. U trećem poglavlju opisani su analizirani scenariji, a u četvrtom poglavlju dati su i diskutovani rezultati simulacija. Zaključci rada su izneti u petom poglavlju.

2 METODOLOGIJA

U cilju analize uticaja električnih vozila na rad distributivne mreže, EV se modeluju kao vremenski promenljivi i upravljivi potrošači, čija snaga punjenja zavisi od raspoloživosti vozila, potreba korisnika i primenjene strategije upravljanja. Posmatra se diskretno vreme $t \in T$, sa odgovarajućim vremenskim korakom, pri čemu se za svako vozilo definišu intervali priključenja na mrežu.

Snaga punjenja električnog vozila u trenutku t, označena sa $P_{EV}(t)$, ograničena je tehničkim karakteristikama punjača:

$$0 \leq P_{EV}(t) \leq P_{EV}^{max}$$

gde P_{EV}^{max}predstavlja maksimalnu snagu punjenja.

Dostupnost vozila za punjenje modeluje se binarnom promenljivom $\delta(t)$, gde je:

$$\delta(t) = \begin{cases} 1, & \text{ako je vozilo priključeno} \\ 0, & \text{inače} \end{cases}$$

tako da važi:

$$P_{EV}(t) \leq \delta(t) \cdot P_{EV}^{max}$$

2.1 Model baterije i stanje napunjenosti

Stanje napunjenosti baterije (*State of Charge*, SoC) predstavlja ključnu promenljivu koja određuje raspoloživu fleksibilnost. Dinamika baterije modeluje se kroz diskretnu jednačinu:

$$SoC(t+1) = SoC(t) + \frac{\eta_{ch} \cdot P_{EV}(t) \cdot \Delta t}{E_{bat}}$$

gde su:

- η_{ch}– efikasnost punjenja,
- E_{bat}– kapacitet baterije,
- Δt– dužina vremenskog koraka.

Stanje napunjenosti je ograničeno:

$$SoC^{min} \leq SoC(t) \leq SoC^{max}$$

Pored toga, uvodi se zahtev korisnika da u trenutku odlaska vozila t_{dep}stanje napunjenosti mora biti najmanje:

$$SoC(t_{dep}) \geq SoC^{req}$$

Ovo ograničenje direktno definiše granicu fleksibilnosti i osigurava da primarna funkcija vozila (mobilnost) nije ugrožena.

2.2 Model opterećenja i proizvodnje iz PV sistema

Ukupno opterećenje u čvoru mreže u trenutku $t$definiše se kao:

$$P_{tot}(t) = P_{load}(t) + P_{EV}(t) - P_{PV}(t)$$

gde su:

- $P_{load}(t)$– bazno opterećenje (bez EV),
- $P_{EV}(t)$– agregisana snaga punjenja EV,
- $P_{PV}(t)$– proizvodnja iz PV sistema.

2.3 Strategije upravljanja punjenjem

U radu se razmatraju tri osnovna režima rada električnih vozila:

1) Nekontrolisano punjenje

Punjenje započinje odmah po priključenju vozila i odvija se maksimalnom snagom:

$$P_{EV}(t) = P_{EV}^{max}, \text{dok } SoC < SoC^{req}$$

Ovaj scenario predstavlja referentni slučaj i koristi se za procenu maksimalnog negativnog uticaja na mrežu.

2) Vremenski pomereno (smart) punjenje

Punjenje se raspoređuje unutar intervala dostupnosti vozila tako da se:

- izbegavaju periodi vršnog opterećenja,
- ili prati proizvodnja iz PV sistema.

Jednostavan pristup može se definisati kao:

$$P_{EV}(t) = \begin{cases} P_{EV}^{max}, & \text{ako je } P_{PV}(t) \text{ visoka} \\ 0, & \text{inače} \end{cases}$$

ili kroz ograničenje ukupne snage:

$$P_{tot}(t) \leq P_{limit}$$

3) V2G režim (dvosmerni tok energije)

U ovom režimu dozvoljeno je i pražnjenje baterije:

$$-P_{EV}^{dis,max} \leq P_{EV}(t) \leq P_{EV}^{ch,max}$$

Dinamika baterije se tada proširuje:

$$SoC(t+1) = SoC(t) + \frac{\eta_{ch} P_{EV}^{+}(t) - \frac{P_{EV}^{-}(t)}{\eta_{dis}}}{E_{bat}} \cdot \Delta t$$

gde su:

- P_{EV}^{+}– snaga punjenja,
- P_{EV}^{-}– snaga pražnjenja.
- η_{dis}– efikasnost pražnjenja

Ovaj režim omogućava:

- smanjenje vršnog opterećenja,
- podršku mreži u kritičnim periodima.

2.4 Metod evaluacije performansi

Za ocenu uticaja električnih vozila na distributivnu mrežu koriste se sledeći indikatori:

- Vršno opterećenje:

$$P_{peak} = \max_t P_{tot}(t)$$

- Promena napona na kraju voda:

$$\Delta U \cong \frac{P_{tot} R}{U_n}$$

gde su:

- R – rezistansa voda,
- U_n– nominalni napon na početku fidera (uz pretpostvaku da je reaktansa na NN naponu mala kao i da je reaktivan snaga značajno manja od aktivne)

Ovi indikatori omogućavaju kvantitativno poređenje različitih scenarija i procenu doprinosa električnih vozila fleksibilnosti sistema.

3 OPIS SCENARIJA

U radu se posmatra jedan radijalni fider distributivne mreže na čijem kraju je modelovana agregisana potrošnja. Ukupno opterećenje obuhvata standardnu rezidencijalnu potrošnju i dodatno opterećenje usled punjenja električnih vozila, dok je na istom mestu priključena i distribuirana proizvodnja iz PV sistema.

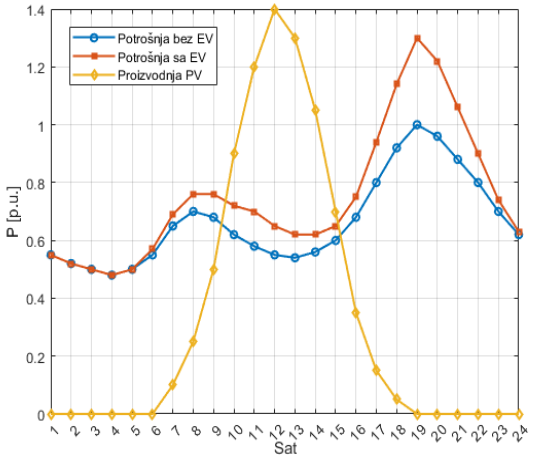
Sve veličine snage i napona u radu prikazane su u relativnim jedinicama. Kao bazna snaga usvojena je vrednost $S_b = 10$ MW, dok je bazni napon jednak nominalnom naponu posmatranog srednjenaponskog fidera $U_b = 10$ kV. Na posmatranom fideru priključena je distribuirana PV elektrana agregisane instalisane snage približno 14 MW. Ukupna dnevna potrošnja električne energije konzuma bez električnih vozila iznosi približno 150–160 MWh. U analizi je razmatran agregisani profil punjenja električnih vozila koji odgovara približno 300 električnih vozila, sa prosečnim kapacitetom baterije od oko 50 kWh. Pretpostavljena je prosečna snaga punjenja od približno 10 kW po vozilu u periodima visokog simultanog punjenja. Ukupna dnevna energija potrebna za punjenje električnih vozila procenjuje se na približno 8 MWh, što odgovara umerenoj penetraciji električnih vozila u posmatranom konzumu. U simulacijama je usvojena efikasnost punjenja $\eta_{ch} = 0.95$, dok je za V2G režim usvojena efikasnost pražnjenja $\eta_{dis} = 0.92$.

Analiza je sprovedena za vremenski period od 24 časa, sa vremenskim korakom od 1 sata.

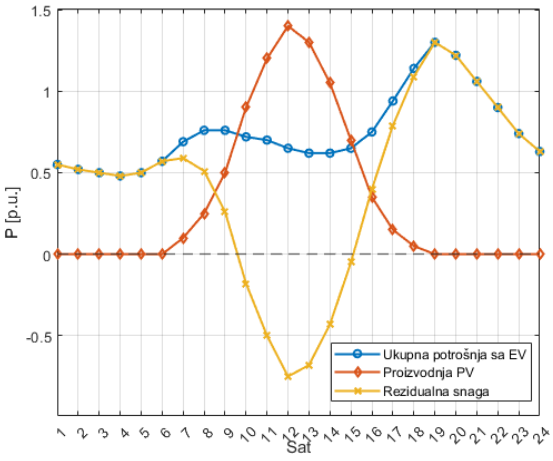
Za analizu su korišćena dva osnovna dijagrama:

- dijagram ukupne potrošnje, koji uključuje bazno opterećenje i opterećenje električnih vozila,
- dijagram proizvodnje iz PV sistema.

Posmatra se radno stanje relevantno za integraciju PV sistema, odnosno situacija kada je proizvodnja visoka u odnosu na potrošnju. U takvim režimima može doći do pojave obrnutih tokova snage i povećanja napona na kraju fidera. U okviru svakog scenarija analiziraju se tokovi snage, opterećenje voda i naponi na krajnjim sabirnicama. Na Slici 3 je dat uporedni prikaz potrošnje bez i sa električnim vozilima, zajedno sa proizvodnjom iz PV sistema, što omogućava uvid u uticaj dodatnog opterećenja na oblik dnevnog dijagrama potrošnje. Na Slici 4 je prikazan odnos ukupne potrošnje sa električnim vozilima, proizvodnje iz PV sistema i rezidualne snage tokom dana čemu se jasno uočavaju periodi u kojima proizvodnja premašuje potrošnju.



Slika 3 -Uporedni prikaz potrošnje i PV proizvodnje



Slika 4 - Ukupna potrošnja, PV proizvodnja i rezidualna snaga

- Scenario 1 – nekontrolisano punjenje

U prvom scenariju pretpostavlja se da punjenje svakog električnog vozila započinje odmah po dolasku i odvija se kontinuirano do dostizanja zahtevanog nivoa napunjenosti baterije. Proces punjenja nije usklađen ni sa stanjem u mreži ni sa proizvodnjom iz PV sistema, već zavisi isključivo od vremena dolaska vozila i zahteva korisnika. Profil ukupne potrošnje u ovom slučaju formira se sabiranjem baznog opterećenja i opterećenja usled nekontrolisanog punjenja električnih vozila.

- Scenario 2 – kontrolisano punjenje bez V2G

U drugom scenariju uvodi se upravljanje procesom punjenja, pri čemu se vreme i intenzitet punjenja mogu prilagođavati unutar perioda raspoloživosti vozila. Električna vozila se u ovom slučaju posmatraju kao upravljivi potrošači, pri čemu nije dozvoljeno vraćanje energije iz baterija u mrežu. Punjenje se raspoređuje tokom dana u skladu sa definisanim kriterijumom upravljanja, čime se menja profil ukupne potrošnje. Profil punjenja električnih vozila vremenski je pomeren ka periodima veće proizvodnje iz PV sistema.

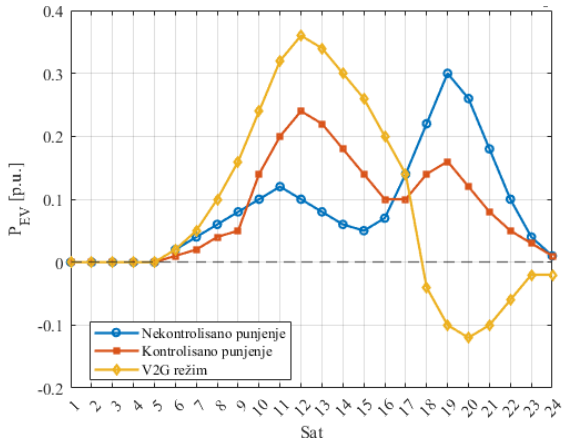
- Scenario 3 – V2G režim rada

U trećem scenariju razmatra se dvosmerni režim rada, u kojem je omogućeno i punjenje baterija iz mreže i vraćanje energije iz baterija nazad u mrežu. Električna vozila se u ovom slučaju modeluju kao fleksibilni resursi koji mogu menjati smer toka snage u zavisnosti od uslova u sistemu. U skladu sa tim, ukupno opterećenje fidera zavisi ne samo od potrošnje već i od mogućnosti da električna vozila u određenim vremenskim intervalima deluju kao izvori energije. U V2G režimu električna vozila u večernjim satima prelaze u režim predaje energije u mrežu, čime se smanjuje vršno opterećenje.

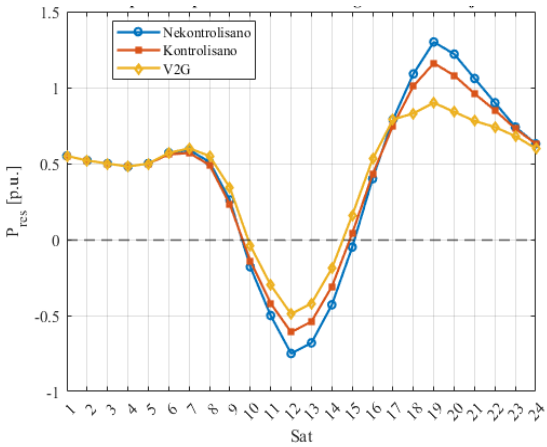
4 REZULTATI SIMULACIJA

Na Slici 5 prikazan je uporedni dijagram profila rada električnih vozila za sva tri analizirana scenarija. U slučaju nekontrolisanog punjenja maksimalna snaga dostiže približno 0.30 p.u. u večernjim satima (oko 19h). Kod kontrolisanog punjenja maksimalna vrednost se smanjuje na oko 0.24 p.u. i pomera ka periodu veće proizvodnje iz PV sistema (11–13h). U V2G režimu uočava se dodatno povećanje dnevnog punjenja (do oko 0.36 p.u.), kao i pojava negativnih vrednosti u večernjim satima (do oko −0.12 p.u.), što odgovara predaji energije u mrežu.

Na Slici 6 prikazan je uporedni dijagram rezidualne snage za sva tri scenarija. U slučaju nekontrolisanog punjenja minimalna vrednost rezidualne snage iznosi približno −0.75 p.u. u periodu oko 12h, što ukazuje na izražene obrnute tokove snage. Maksimalna vrednost u večernjem vrhu dostiže oko 1.30 p.u.. Kod kontrolisanog punjenja minimalna vrednost se ublažava na oko −0.55 p.u., dok se maksimalna smanjuje na približno 1.15 p.u.. U V2G režimu dolazi do dodatnog izravnavanja, pri čemu minimalna vrednost iznosi oko −0.45 p.u., a maksimalna oko 0.95 p.u., što ukazuje na značajno smanjenje vršnog opterećenja.



Slika 5 - Uporedni prikaz profila punjenja električnih vozila za tri scenarija



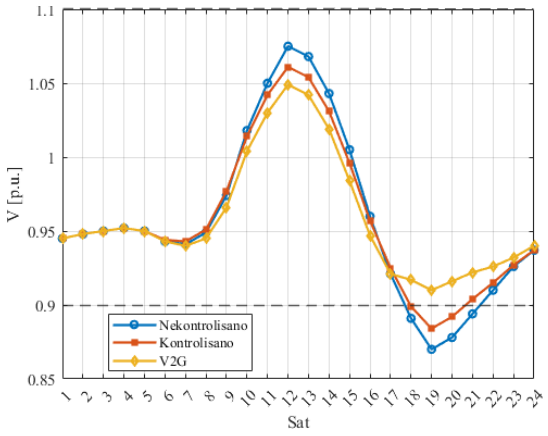
Slika 6 -Uporedni prikaz rezidualne snage za tri scenarija

Na Slici 7 prikazan je uporedni dijagram napona na kraju fidera za sva tri scenarija. U slučaju nekontrolisanog punjenja maksimalni napon dostiže približno 1.08–1.09 p.u., dok minimalne vrednosti u večernjim satima opadaju na oko 0.87 p.u.. Kod kontrolisanog punjenja raspon napona se smanjuje, pri čemu se maksimalne vrednosti kreću oko 1.06 p.u., a minimalne oko 0.89 p.u.. U V2G režimu dodatno se smanjuju odstupanja, sa maksimalnim naponom od oko 1.05 p.u. i minimalnim oko 0.91 p.u., čime se postiže najstabilniji naponski profil.

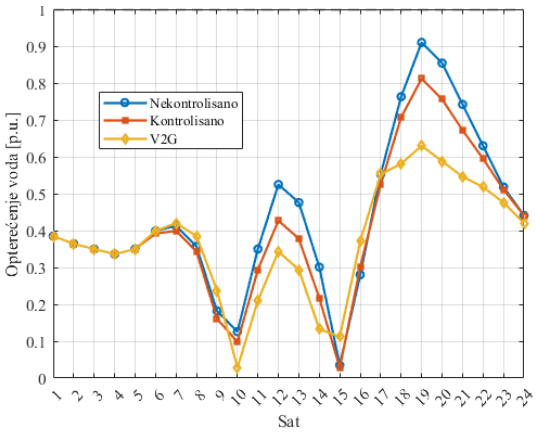
Na Slici 8 prikazano je opterećenje najkritičnijeg voda za sva tri posmatrana scenarija. U slučaju nekontrolisanog punjenja maksimalno opterećenje dostiže oko 0.85–0.90 p.u. u večernjim satima. Kod kontrolisanog punjenja ova vrednost se smanjuje na približno 0.70 p.u., uz ravnomerniju raspodelu tokom dana. U V2G režimu maksimalno opterećenje dodatno opada na oko 0.60–0.65 p.u., dok su u periodima visoke proizvodnje iz PV sistema prisutne niže vrednosti opterećenja, što ukazuje na efikasnije korišćenje lokalno proizvedene energije.

Dobijeni rezultati dodatno potvrđuju da električna vozila, posmatrana kao upravljivi i dvosmerni resursi, imaju potencijal da istovremeno ublaže negativne efekte visoke penetracije distribuirane proizvodnje i smanje vršna opterećenja u mreži, čime se unapređuje operativna fleksibilnost distributivnog sistema.

Treba naglasiti da je analizirani slučaj usmeren na režime visoke PV proizvodnje, kada se javljaju problemi obrnutih tokova snage i povećanja napona. U danima sa niskom PV proizvodnjom fleksibilnost električnih vozila se ne ostvaruje kroz apsorpciju viškova lokalne proizvodnje, već prvenstveno kroz pomeranje punjenja van perioda vršnog opterećenja i, u slučaju V2G režima, kroz predaju energije u mrežu u kritičnim satima. U takvim uslovima EV doprinose pre svega funkciji smanjenja vršnog opterećenja i rasterećenju mreže.



Slika 7 - Napon na kraju fidera za različite scenarije



Slika 8 - Opterećenje voda za različite scenarije

5 ZAKLJUČAK

U radu je analiziran uticaj integracije EV na rad distributivne mreže u uslovima visoke penetracije distribuirane PV proizvodnje, kroz tri različita scenarija upravljanja punjenjem. Fokus analize bio je na uticaju na rezidualnu snagu, naponski profil i opterećenje mrežnih elemenata.

Rezultati pokazuju da nekontrolisano punjenje EV dovodi do povećanja vršnih opterećenja, većeg opterećenja vodova i izraženijih odstupanja napona, posebno u večernjim satima. Istovremeno, u periodima visoke PV proizvodnje dolazi do pojave obrnutih tokova snage i povećanja napona na kraju fidera.

Primena kontrolisanog (smart) punjenja omogućava bolje usklađivanje potrošnje EV sa lokalnom PV proizvodnjom, čime se smanjuju ekstremne vrednosti rezidualne snage, ublažavaju vršna opterećenja i poboljšava naponski profil. Ipak, određena odstupanja i dalje ostaju prisutna u režimima izraženih dnevnih i večernjih promena.

Najveći efekti postižu se u V2G režimu, gde EV funkcionišu kao dvosmerni fleksibilni resursi. U ovom slučaju dolazi do značajnog smanjenja vršnog opterećenja, ublažavanja obrnutih tokova snage i dodatne stabilizacije naponskog profila. Time se omogućava efikasnije korišćenje energije iz OIE i povećava ukupna fleksibilnost EES na distributivnom nivou.

Na osnovu sprovedene analize može se zaključiti da EV, uz adekvatno upravljanje, predstavljaju značajan izvor fleksibilnosti u distributivnim mrežama sa visokim udelom OIE. Njihova uloga prevazilazi klasičnu potrošnju, jer omogućavaju aktivno upravljanje tokovima snage i doprinose stabilnijem radu sistema.

Rezultati ovog rada ukazuju na potrebu daljeg razvoja upravljačkih strategija, kao i regulatornog i tržišnog okvira, koji bi omogućili širu primenu smart charging i V2G koncepta u realnim distributivnim EES.

ZAHVALNICA

Ovaj rad je deo projekta E-COSMOS, koji predstavlja bilateralnu saradnju između Srbije i Italije, realizovanu kroz partnerstvo institucija sa srpske strane – Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu i Fakultet inženjerskih nauka Univerziteta u Kragujevcu – i institucija sa italijanske strane – Univerzitet u Đenovi i Univerzitet u Padovi.

LITERATURA

[1] F. Gonzalez Venegas, M. Petit, and Y. Perez, "Active integration of electric vehicles into distribution grids: Barriers and frameworks for flexibility services," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 145, 2021, Art. no. 111060. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111060.

[2] Y. Wang, S. Huang, Y. Huang, and L. Xu, "Electric vehicles integration and vehicle-to-grid operation in active distribution grids: A comprehensive review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 168, 2022, Art. no. 112812. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112812.

[3] X. Xu *et al*., "Flexibility estimation of electric vehicles and its impact on the future power grid," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 164, 2025, Art. no. 110435. DOI: 10.1016/j.ijepes.2024.110435.

[4] S. Li *et al*., "A survey on enhancing grid flexibility through bidirectional interactive electric vehicle operations," *Energy Reports*, vol. 10, 2024. DOI: 10.1016/j.egyr.2024.05.008.
[5] A. Syla, D. Parra, and M. Patel, "Assessing flexibility from electric vehicles: Trade-offs between smart charging and vehicle-to-grid," SSRN Working Paper, 2024.
[6] A. Comi and I. Idone, "The Use of Electric Vehicles to Support the Needs of the Electricity Grid: A Systematic Literature Review," Applied Sciences, vol. 14, no. 18, Art. no. 8197, 2024, doi: 10.3390/app14188197.
[7] R. Xu, "Vehicle-to-Grid (V2G) dynamics: Global insights and innovations," *Applied and Computational Engineering*, 2025. DOI: 10.54254/2755-2721/2025.21334.
[8] T. U. Daim *et al*., "Technology roadmap for smart electric vehicle-to-grid (V2G) systems," *Journal of Innovation and Entrepreneurship*, vol. 5, 2016. DOI: 10.1186/s13731-016-0043-y.

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R4-15

ELEKTROMOBILNOST IZ UGLA PROPISA KOJI UREĐUJU OBLAST ELEKTROENERGETIKE

ELECTROMOBILITY FROM THE PERSPECTIVE OF REGULATIONS GOVERNING THE ELECTRICITY SECTOR

IVA ĐINĐIĆ- ĆOSIĆ, ad Elektromreža Srbije , Republika Srbija*
BRANISLAVA LEPOTIĆ KOVAČEVIĆ, Udruženje za pravo energetike Srbije, Republika Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Svest o klimatskim promenama i potrebi za konkretno delovanja u pravcu zaštite životne sredine uticale su i utiču na mnoge segmente društva. Tehnološki napredak u auto industriji, kroz razvoj motornih vozila na električni pogon, prepoznat je kao jedan od alata i sredstvo za postizanje boljih uslova života. U nastojanju da stvori ambijent i regulatorne uslove za sprovođenje Zelene agende u oblasti tržišta električne energije EU je donela nove i uskladila postojeće propise koji pored ostalog uređuju i elektromobilnost, te integraciju istih u paket energetskih propisa „Čista energija za sve Evropljane“. Transponovanju prilagođenih odredbi propisa EU u zakonodavni sistem država članica Energetske zajednice, prethodilo je donošenje odluke Ministarskog saveta Energetske zajednice o obavezi i roku transponovanja. U radu analiziramo odredbe propisa Republike Srbije, Republike Crne Gore kao i propise Evropske unije koje se odnose na elektromobilnost i sagledavanje načina obračuna korišćenja obnovljivih izvora energije u transportu kada je elektromobilnost u pitanju, kako bi utvrdili stepen transpozicije i usklađenosti sa tržišnim procesima Evropske unije, ali i energetskim subjektima koji su sa istim povezani. Takođe u ovom radu analiziraćemo prednosti i nedostatke postojećih zakonskih rešenja sve sa ciljem unapređenja polaznih osnova za punu implementaciju i primenu u praksi.

Ključne reči: elektromobilnost, krajnji kupac, učesnici na tržištu električne energije, tržište električne energije, pravo energetike Evropske unije

ABSTRACT

Awareness of climate change and the need for concrete action toward environmental protection have influenced—and continue to influence—many segments of society. Technological progress in the automotive industry, through the development of electric-powered motor vehicles, has been recognized as one of the tools and means for achieving better living conditions. In an effort to create an enabling environment and regulatory framework for the implementation of the Green Agenda in the field of the electricity market, the EU has adopted new regulations and aligned existing ones which, among other things, regulate electromobility and its integration into the energy regulatory package “Clean Energy for All Europeans.” The transposition of adapted EU regulatory provisions into the legislative systems of the Energy Community Contracting Parties was preceded by the adoption of a decision of the Energy Community Ministerial Council on the obligation and deadline for transposition. This paper analyzes the provisions of the regulations of the Republic of Serbia, the Republic of Montenegro, as well as the regulations of the European Union relating to electromobility, and examines the method of calculating the use of renewable energy sources in transport in the context of electromobility, in order to determine the level of transposition and alignment with European Union market processes, as well as with the energy entities connected to them. Furthermore, the paper analyzes the advantages and shortcomings of existing legislative solutions, with the aim of improving the foundational bases for full implementation and practical application.

Keywords: electromobility, final customer, electricity market participants, electricity market, European Union energy law

* Iva Đinđić- Ćosić, idjindjic@yahoo.com; Branislava Lepotić Kovačević, blepotic@beotel.net

UVOD

Iz ugla istorije razvoja auto industrije i drugih vozila, vozila na električni pogon definitivno nisu nepoznanica. Moglo bi se reći da je razvoj električnih vozila otpočeo pre dvesta godina. Izumi kočije na električni pogon, Škotlanđanina *Roberta Andersona* iz perioda između 1832. i 1839.*godine, kao i električne lokomotive *Roberta Davidsona*, iz 1837. godine, otvorili su vrata proizvodnji vozila na električni pogon. Engleski pronalazač *Thomas Parker* 1884. godine bavio se proizvodnjom električnih tramvaja i prototipova električnih vozila, tu su dalje *William Morrison, Pedro Salom* i *Henry G. Morris, Issac L. Rice, Camille Jenatzy, Ferdinand Porsche, Thomas Edison* i *Henry Ford* i mnogi drugi koji su ostavili nesumnjiv trag u razvoju i usavršavanju prevoznih sredstava na električni pogon. Pronalazači tog vremena su bili vođeni doprinosom tehnološkom napretku i imperativom kreativnog stvaralaštva, a radi unapređenja energetske efikasnost i efektivnosti do tada poznatih motora. Sada u 21. veku prioriteti su se promenili, potrebe su se promenile. Slobodu stvaralaštva i kreativnosti determinisala je realnost globalnog otopljavanja i borba protiv klimatskih promena, pretočena u međunarodne sporazume i protokole.

Podstaknuta procesom UNFCCC [1] i Pariskog sporazuma [2], Evropska unija je donela paket energetskih propisa „Čista energija za sve Evropljane“ usmerenih na integraciju obnovljivih izvora energije (u daljem tekstu: OIE) i podsticaj plasiranja električne energije iz OIE na tržište, a sve sa ciljem smanjenja efekta staklene bašte i ostvarivanja klimatske neutralnosti. Države Zapadnog Balkana i istovremeno Ugovorne strane Energetske zajednice [3] su kroz ovaj proces, proces Transportne zajednice [4] i proces Stabilizacije i pridruživanja Evropskoj uniji [5] preuzele obavezu transponovanja propisa iz oblasti elektromobilnosti. U tom kontekstu, propisi Evropske unije u različitim segmentima su usmereni na elektrifikaciju drumskog, ali i železničkog, brodskog i vazdušnog saobraćaja. U kontekstu dekarbonizacije saobraćaja, elektromobilnost ima i funkciju povećanja sigurnosti snabdevanja transportnim gorivima, jer smanjuje potrebu za uvoznim gorivima i povećava ukupan stepen efikasnosti korišćenja energije.

Preduslov za integraciju električnih vozila na baterije (BEV) i vozila na hibridni plug-in pogon (PHEV) je razvoj infrastrukture, koja će omogućiti funkcionisanje vozila na električni pogon. Korišćenje električne energije u železničkom, avio i brodskom prevozu je imalo svoj razvojni put.

U infrastrukturnom smislu, elektromobilnost se ne može jednoznačno posmatrati i vezati samo za jednu vrstu infrastrukture. Elektromobilnost je presek više infrastruktura i u sebi sadrži elemente elektroenergetske infrastrukture, transportne infrastrukture, građevinske infrastrukture i prostornog planiranja, kao i telekomunikacione infrastrukture.

U pogledu elektronergetske infrastrukture, za elektromobilnost su značajni sledeći segmenti:

1) funkcionisanje elektroenergetske mreže, pre svega distributivne u segmentu podrške kapacitetu mreže i priključenja na mrežu;
2) proizvodnja električne energije iz OIE, jer nije svejedno da li se za elektromobilnost koriste obnovljivi ili drugi izvori energije, i
3) obračuna učešća OIE u ukupnoj finalnoj potrošnji energije u transportu, jer su za korišćenje električne energije u saobraćaju utvrđene posebne metodologije obračuna učešća OIE u ukupnoj finalnoj potrošnji energije u transportu i preporučene su mere podsticaja, kako bi se povećanjem učešća OIE u transportu sprovodila dekarbonizacija saobraćaja.

U pogledu transportne infrastrukture, za elektromobilnost su značajni sledeći segmenti:

1) planiranje transportnih koridora;
2) izgradnja saobraćajnica drumskog saobraćaja;
3) propozicije za standardizaciju saobraćaja i punjenja vozila izvorom energije koja se transformiše u mehaničku;
4) standardizacija pratećih sadržaja.

U pogledu telekomunikacione infrastrukture, za elektromobilnost su značajni sledeći segmenti:

1) zaštita podataka o ličnosti;
2) pokrivenost teritorije;
3) pravila funkcionisanja telekomunikacione infrastrukture.

U pogledu građevinske infrastrukture i prostornog planiranja, za elektromobilnost su značajni sledeći segmenti:

* https://www.story-cars.com/1832-1839-robert-anderson-s-electric-carriage, pristupljeno: 28.3.2026.

1) propozicije za unutrašnju infrastrukturu poslovnih i privatnih zgrada i pripadajućih objekata i pretećeg sadržaja;
2) pravila o građenju objekata, instalacija i infrastrukture, uz obavezu poštovanja pravila o energetskim svojstvima zgrada i pripadajućih objekata i pratećeg sadržaja.

U nastojanju da ispune obaveze koje su preuzele potpisivanjem Ugovora o osnivanju Energetske zajednice [3], i ugovora o Stabilizaciji i pridruživanju (koji je potvrdio tekovine Energetske zajednice), Ugovorne strane Energetske zajednice, sprovode transponovanje prilagođenih propisa. U toku same primene transponovanog propisa neretko se uočavaju slabosti ili nedostaci istog i onda se naknadno pokušavaju iznaći rešenja za realizaciju postavljenog cilja. Ta karakteristika nije rezervisana samo za „domaće" zakonodavce. Transponovanje propisa Evropske unije je samo prvi korak implementaciji ovih propisa, a ne samo sebi cilj. Zbog toga je potreno sagledati cilj propisa Evropske unije i naći najekonomičniji, najadekvatniji i najefektivniji način postizanja tog cilja u pravnom sistemu privrede u kojoj se propis implementira, uz sagledavanje potreba i realnih društvenih i privrednih tokova.

Ovim radom nastojaćemo da prikažemo kako je tekao proces implementacije propisa koji su nam doneli mogućnost, ali i obavezu integracije pravila o korišćenju električnih vozila u korpus energetskih propisa.

U nastavku će se posebno razmotriti propisi Evropske unije relevantni za elektroenergetsku, saobraćajnu, telekomunikacionu i građevinsku infrastrukturu, pre svega za drumski saobraćaj, čija je transpozicija postala obaveza kroz proces Energetske zajednice. Propisi od značaja za ostale komponente elektromobilnosti će se spomenuti, radi sagledavanja celine. Nakon toga će se razmotriti propisi o elektroenergetskoj infrastrukturi za elektromobilnost Republike Srbije i propisi o elektroenergetskoj infrastrukturi za elektromobilnost Crna Gore, kako bi se mogla steći uporedno-pravna slika. Na kraju će se ukazati na značaj elektromobilnosti za dekarbonizaciju povećanjem korišćenja OIE u saobraćaju.

1 PRAVNI OKVIR EVROPSKE UNIJE OD ZNAČAJA ZA ELEKTROMOBILNOST

Kao što je navedeno pravni okvir Evropske unije od značaja za elektromobilnost se vezuje za propise relevantne za elektroenergetsku, saobraćajnu, telekomunikacionu i građevinsku infrastrukturu.

1.1 Propisi Evropske unije o elektroenergetskoj infrastrukturi relevantni za elektromobilnost

Odlukama Ministarskog saveta Energetske zajednice iz 2021. godine D/2021/13/MC-EnC [6] i D/2021/14/MC-EnC [7] utvrđene su obaveze transponovanja propisa Evropske unije iz Paketa propisa koji značajno utiču na razvoj elektromobilnosti u Ugovornim stranama. U skladu sa ovim odlukama, započeo je proces transponovanja Četvrtog energetskog paketa propisa Evropske unije: „Čista energija za sve Evropljane" u Ugovornim stranama Energetske zajednice. Ovaj paket uređuje pravila za razvoj energetske infrastrukture za elektromobilnost. U Strategiji održive i pametne mobilnosti Evropske unije, iz septembra 2020. godine, čiji ciljevi su postizanje održive, pametne i otporne mobilnosti, utvrđeno je da se emisije gasova staklene bašte u transportu moraju smanjiti za 90% . U prvom koraku to obuhvata smanjenje zavisnosti od fosilnih goriva, tako da se planira da 2030. godine u drumskom saobraćaju bude najmanje 30 miliona automobila i 80000 kamiona s nultom emisijom. [8].

Prvi propis koji je otvorio put i dao strateški pravac paketu propisa „Čista energija za sve Evropljane" je Uredba (EU) 2018/1999 o upravljanju energetskom unijom i klimatskim aktivnostima (u daljem tekstu: Uredba 2018/1999) [9]. U skladu sa tim propisom doneta je Direktiva (EU) 2018/2001 o promociji korišćenja energije iz obnovljivih izvora (u daljem tekstu: Direktiva 2018/2001) [10]. Takođe, nešto kasnije je doneta i Direktiva (EU) 2019/944 o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije (u daljem tekstu: Direktiva 2019/944) [11]. Ova tri propisa čine ključni pravni okvir za elektromobilnost Energetske zajednice.

Uredba 2018/1999 definiše strategiju energetske unije Evropske unije radi smanjenja emisija gasova staklene bašte i njihovih efekata i ostvarivanja klimatske neutralnosti. Ona postavlja sistem praćenja ovog procesa, utvrđuje obaveze donošenja Dugoročne strategije sa ciljem klimatske neutralnosti, Nacionalnog energetskog i klimatskog plana, i uspostavljanja sistema za donošenje strateških i planskih akata i izveštavanja o politikama i merama za njihovu realizaciju kao i razvoja i izveštavanja o Inventarima gasova staklene bašte. U članu 1. ove uredbe je utvrđeno da Strategija energetske unije ima pet dimenzija i to: 1) energetska sigurnost; 2) unutrašnje energetsko

tržište; 3) energetska efikasnost; 4) dekarbonizacija; i 5) istraživanje, inovacije i konkurentnost. Iako direktno ne imenuje „elektromobilnost“, ova uredba utvrđuje obavezu definisanja povećanja korišćenja OIE u krajnjoj potrošnji i dekarbonizaciju privrede. Korišćenje OIE i saobraćaju je direktna mera realizacije dekarbonizacije krajnje potrošnje energije u saobraćaju, kao oblasti privrede.

U preambuli Direktive 2018/2001 navedeno je da se očekuje da će elektromobilnost sačinjavati znatan deo obnovljive energije u sektoru saobraćaja u razdoblju do 2030. godine i da bi trebalo omogućiti dalje podsticaje s obzirom na brz razvoj elektromobilnosti i potencijala u tom sektoru, u smislu rasta i radnih mesta za Evropsku uniju. Takođe navedeno je da je u pogledu inteligentnog saobraćaja važno poboljšati razvoj i uvođenje elektromobilnosti za puteve te ubrzati integraciju naprednih tehnologija u inovativan železnički saobraćaj. Kao vid podsticaja korišćenja elektromobilnosti može se smatrati i način obračuna učešćaOIE u krajnjoj potrošnji u saobraćaju. Faktori množenja za OIE za sektor saobraćaja trebali bi se upotrebljavati za smanjenje komparativno nepovoljnog položaja u energetskoj statistici, jer nije moguće obračunati svu električnu energiju dostavljenu za drumska vozila u statističkim podacima putem namenskog merenja, kao što je punjenje kod kuće. U tom pravcu, a u cilju obračuna konačne bruto potrošnje OIE u sektoru saobraćaja, u članu 27. ove Direktive utvrđeno je da se udeo OIE smatra četiri puta većim od iznosa njenog energetskog sadržaja kada je isporučena drumskim vozilima, a 1,5 puta većim od iznosa njenog energetskog sadržaja kada je isporučena u železničkom saobraćaju.

Direktiva 2019/944 uređuje pravila za obavljanje energetskih delatnosti u ciklusu električne energije od proizvodnje, preko prenosa, distribucije i snabdevanja, do potrošnje električne energije, uključujući i zaštitu potrošača električne energije, sve u cilju stvaranja integrisanih, konkurentnih, fleksibilnih, poštenih i transparentnih tržišta električne energije orijentisanih na potrošače. Poseban segment koji uređuje Direktiva 2019/944 je elektromobilnost. Polazeći od potrebe za dekarbonizacijom sektora saobraćaja i smanjenje emisija štetnih gasova, elektromobilnost je prepoznata kao značajan segment energetske tranzicije. U tom smislu, Direktiva 2019/944 odredbom člana 33. utvrđuje obavezu integracije elektromobilnosti u elektroenergetsku mrežu i uspostavljanja regulatornog okvira za priključenje mesta za punjenje električnih vozila, kako bi se olakšalo priključivanje javno dostupnih i privatnih punionica na distributivnu mrežu. Princip nediskriminatornosti mandatorno se uspostavlja u pogledu saradnje operatora distributivnog sistema i preduzeća koje ima u vlasništvu ili razvija punionice električnih vozila ili njima upravlja. Takođe, nediskriminatornost se zahteva i u samom postupku priključenja punionica (stanica za punjenje električnih vozila) na mrežu. Operatori distributivnih sistema ne smeju imati u vlasništvu ni razvijati punionice za električna vozila, voditi ih, niti njima upravljati, osim ako iste ne služe za sopstvenu upotrebu i to samo pod uslovima propisanim ovom Direktivom. Ovaj postupak uključuje sprovođenje otvorenog, transparentnog i nediskriminatornog postupka javnog nadmetanja, koji je podložan preispitivanju i odobrenju od strane regulatornog tela.

1.2 Propisi Evropske unije o saobraćajnoj infrastrukturi relevantni za elektromobilnost

Kada se govori o saobraćajnoj infrastrukturi, elektromobilnost je predmet pre svega Uredbe (EU) 2023/1804 o uvođenju infrastrukture za alternativna goriva (u daljem tekstu: Uredba 2023/1804) [12] i Uredbe (EU) 2024/1679 o smernicama Unije za razvoj transevropske saobraćajne mreže (u daljem tekstu: Uredba 2024/1679) [13].

Uredba 2023/1804 ima za cilj da unapređenje postojeće infrastrukture za alternativna goriva, a posebno za električnu energiju i vodonik za drumska vozila, plovila privezana u pristaništu i vazduhoplove u mirovanju, s posebnim naglaskom na transevropske mreže. Posebna pažnja poklanja se zajedničkim pravilima kojima se uređuje pružanje informacija korisnicima, davanje podataka i zahtevi za plaćanje. Neophodna infrastruktura koja je potrebna da bi se osigurala mogućnost punjenja električnom energijom u drumskom saobraćaju razvrstana je na infrastrukturu za punjenje električnih vozila i kombija, i infrastrukturu za punjenje teških električnih vozila. Tačno je propisana gustina punionica za električna vozila i njihov razmeštaj u odnosu na kategoriju saobraćajnice. Posebna pažnja poklonjena je pitanju plaćanja korisnika električnih vozila, kao i vozila na vodonik.

Uredbom 2024/1679 utvrđuju se smernice za razvoj transevropske saobraćajne mreže koja se sastoji od sveobuhvatne mreže, osnovne mreže i proširene mreže, pri čemu se osnovna mreža i proširena osnovna mreža trebaju uspostaviti na temelju sveobuhvatne mreže. Pored toga ovom uredbom se utvrđuju evropski saobraćajni koridori od najveće strateške važnosti na temelju prioritetnih deonica transevropske saobraćajne mreže i projekata od zajedničkog interesa, te se navode zahtevi koje je potrebno ispuniti za razvoj i uspostavljanje infrastrukture transevropske saobraćajne mreže, prioriteti za razvoj transevropske saobraćajne mreže i predviđaju se mere za izgradnju transevropske saobraćajne mreže.

1.3 Propisi Evropske unije o telekomunikacionoj infrastrukturi relevantni za elektromobilnost

Razvoj telekomunikacione infrastrukture je od značaja za elektroenergetsku infrastrukturu i saobraćajnu infrastrukturu. Funkcionisanje razmene podataka u vezi sa upravljanjem, korišćenjem i naplati korišćenja elektroenergetske i saobraćajne infrastrukture, uz zaštitu podataka o ličnosti i potrebu pokrivenosti celokupne teritorije su zahtevi propisa Evropske unije o telekomunikacionoj infrastrukturi od značaja za elektromobilnost. Uredbom (EU) 2018/1725 o zaštiti pojedinaca u vezi s obradom ličnih podataka u institucijama, telima, kancelarijama i agencijama Unije i o slobodnom kretanju takvih podataka [14] utvrđuju se pravila o zaštiti pojedinaca u pogledu obrade ličnih podataka u institucijama i telima i pravila povezana sa slobodnim kretanjem ličnih podataka među njima ili prema drugim primaocima informacija u Evropskoj uniji. Ovom Uredbom se štite osnovna prava i slobode pojedinaca, a posebno njihovo pravo na zaštitu ličnih podataka i pravo na privatnost. Institucionalni okvir ove Uredbe čini uspostavljanje Evropskog nadzornika za zaštitu podataka, koji prati primenu odredaba ove Uredbe na sve postupke obrade koje sprovode institucije ili tela Evropske unije. Dodatno, pravni okvir od značaja za elektromobilnost u okviru propisa o telekomunikacionoj infrastrukturi čini Uredba (EU) 2019/881 o ENISA-i (Agenciji Evropske unije za informatičku sigurnost) i o informatičkoj sigurnosnoj sertifikaciji u području informacione i komunikacione tehnologije. [15] Cilj ove Uredbe je da se postigne visok stepen informatičke sigurnosti, otpornosti i poverenja u Evropskoj uniji utvrđivanjem: ciljeva, zadataka i organizacionih pitanja za ojačanu i preimenovanu ENISA, s novim trajnim mandatom, kao i okvira za uspostavljanje dobrovoljnih evropskih programa informatičke sigurnosne sertifikacije za proizvode, usluge i postupke informacione i komunikacione tehnologije (IKT) i upravljane sigurnosne usluge.

1.4 Propisi Evropske unije o građevinskoj infrastrukturi relevantni za elektromobilnost

U pripremi donošenja paketa propisa „Čista energija za sve Evropljane“ doneta je Direktiva (EU) 2018/844 o izmeni Direktive 2010/31/EU o energetskim svojstvima zgrada i Direktive 2012/27/EU o energetskoj efikasnosti [16]. Ova direktiva uređuje energetska svojstva zgrada i pripadajućih objekata. Uvažavajući pravce razvoja Evropske unije u pravcu klimatske neutralnosti i značaju elektromobilnosti u dekarbonizaciji saobraćaja, ovom Direktivom su propisani parametri za punionice električnih vozila na parkinzima stambenih i nestambenih zgrada.

U članu 8. ove Direktive su propisani uslovi za nove zgrade i zgrade na kojima se sprovodi veća rekonstrukcija u zavisnosti da li se radi o stambenim ili nestambenim zgradama. Kada se radi o nestambenim zgradama sa više od 10 parking mesta, potrebno je postaviti elektroenergetsku infrastrukturu, koja će omogućiti postavljanje punionice za punjenje električnih vozila za barem jedno od svakih pet parking mesta. U pogledu stambenih zgrada sa više od 10 parking mesta, potrebno je postaviti elektroenergetsku infrastrukturu koja će omogućiti postavljanje mesta za punjenje električnih vozila sa svako parking mesto.

2 PROPISI O ELEKTROENERGETSKOJ INFRASTRUKTURI ZA ELEKTROMOBILNOST REPUBLIKE SRBIJE

U Republici Srbiji elektroenergetska infrastrukture uređena je Zakonom o energetici. Transponovanje paketa propisa „Čista energija za sve Evropljane“ u skladu Odlukama Ministarskog saveta Energetske zajednice vršena je u više navrata počev od 2021. do prvog kvartala 2026. godine. Zakonom o izmenama i dopunama godine Zakona o energetici Republike Srbije iz 2021. godine (u daljem tekstu: Zakon o energetici iz 2021.godine) [17] sprovedena je delimična rana transpozicija Direktive 2019/944 o tržištu električne energije, kojom prilikom je pitanje elektromobilnosti obrađeno u samom tekstu Zakona.

Odredbom člana 210v Zakona o energetici iz 2021. godine, pod naslovom „Usluga punjenja električnom energijom vozila sa električnim ili kombinovanim električnim i drugim pogonom“, pružalac usluge punjenja električnom energijom vozila sa električnim ili kombinovanim električnim i drugim pogonom, definisan je kao privredno društvo ili preduzetnik, koji na javnom mestu pruža uslugu punjenja električnih vozila i on je krajnji kupac na tržištu električne energije.

Utvrđivanje da je pružalac usluge punjenja električnom energijom električnih vozila krajnji kupac, a samim tim i korisnik elektroenergetskog sistema na koji je njegov objekat (punionica) priključen i istovremeno učesnik na tržištu električne energije. Ako se pružalac usluge punjenja definiše kao krajnji kupac onda moramo znati da to podrazumeva da je u pitanju pravno ili fizičko lice ili preduzetnik koji kupuje električnu energiju za svoje potrebe, koji ima pravo da bira snabdevača ali i obavezu da uredi svoju balansnu odgovornost, zaključen ugovor o snabdevanju i uređen pristup sistemu. Balansnu odgovornost uređuje zaključenjem ugovora o balansnoj odgovornosti sa operatorom prenosnog sistema ili prenosom balansne odgovornosti na balansno odgovornu stranu, u skladu sa istim zakonom, zakonom kojim se uređuje oblast o korišćenju OIE, zakonom koji uređuje obligacione odnose i pravilima o radu tržišta električne energije. [18] Pristup sistemu se uređuje ugovorom o pristupu koji

zaključuju operator sistema i korisnik sistema, u skladu sa pravilima o radu operatora prenosnog, odnosno distributivnog sistema. [19]

Punionica je definisana kao javno mesto na kome se pruža usluga punjenja električnih vozila ili mesto na kome se električnom energijom pune električna vozila za javni prevoz putnika. Operator distributivnog sistema obavezan je da sarađuje na nediskriminatornoj osnovi sa bilo kojim fizičkim ili pravnim licem koje je vlasnik, razvija ili upravlja punionicama za električna vozila. Operator distributivnog sistema po pravilu ne može biti vlasnik, niti razvijati ili upravljati punionicama za električna vozila, osim u slučaju da poseduje punionice isključivo za sopstvenu upotrebu. Istim članom Zakona o energetici iz 2021. godine, Vlada Republike Srbije je obavezana da posebnim aktom uredi tehničke specifikacije za punionice električnih vozila, mogućnost, način i mesto merenja, obaveze operatora sistema prema krajnjem kupcu koji pruža uslugu punjenja električnih vozila, obaveze pružaoca usluge punjenja električnih vozila i druga pitanja vezana za rad punionica. [20] Što se tiče priključenja punionica na elektroenergetsku mrežu, analogno se može zaključiti da bi postupak trebalo da bude jednak postupku koji se odnosi na druge krajnje kupce, osim ukoliko ne postoje izuzimajuće odredbe.

Iz same definicije punionice može se zaključiti da se zakonodavac opredelio da kao punionice odredi isključivo javna mesta, dok su priključci za punjenje električnih vozila koja su instalirana u domaćinstvima, stambenim ili poslovnim zgradama izuzeta iz ove definicije. Razlog za to bi mogao da leži u činjenici da zakonodavac nije želeo da domaćinstvima, stambenim odnosno nestambenim zgradama nameće posebne uslove za instaliranje punjača za sopstvene potrebe, već da uredi samo oblast javnih punionica za koje je procenjeno da zbog svoje instalisane snage, kao i uređenja tržišta u ovoj oblasti, treba da budu predmet posebnih pravila. [21]

Izmenama i dopunama Zakona o energetici koje su usledile 2024. godine došlo je do korenitih promena, počevši od definicije punionice u pojmovnom smislu, pa tako i do nešto izmenjenog konceptualnog sagledavanja Direktive 2019/944 čije norme se transponuju. To je uticalo i na formulisanje odredbe člana kojom se uređuje sama integracija elektromobilnosti u elektroenergetsku mrežu. Umesto termina „punionica“ koristi se termin „mesto za punjenje“. Mesto za punjenje je definisano kao standardizovani električni uređaj koji sposoban da puni u datom trenutku jedno električno vozilo ili kao mesto zamene baterija jednog električnog vozila. [22]

Važećim Zakonom o energetici, integracija elektromobilnosti u elektroenergetsku mrežu uređena je u samo tri stava novog člana, odnosno sada člana 146a Zakona o energetici. Uvidom u navedenu odredbu uočene su tri ključne teme koje su istim članom regulisane u tri stava. Prvi stav uređuje primenu principa nediskriminacije postupajućeg operatora distributivnog sistema u toku saradnje sa vlasnicima punjača za električna vozila, a u vezi sa njihovim priključenjem na mrežu. Zatim, drugim stavom se utvrđuje pravni osnov za donošenje podzakonskog akta, uredbe o uslovima isporuke i snabdevanja električnom energijom, kojom bi se uredio postupak priključenja javno dostupnih i privatnih mesta za punjenje električnih vozila na distributivni sistem. Trećim stavom je utvrđeno da operator distributivnog sistema ne može da bude vlasnik, niti da može razvijati ili upravljati punjačima za električna vozila, osim u slučaju kada poseduje punjače isključivo za sopstvene potrebe. [23]

U cilju razvoja elektroenergetske infrastrukture koja može da podrži elektromobilnost, uspostavljena je obaveza operatora distributivnog sistema da svake druge godine donese i objavi na internet stranici plan razvoja distributivnog sistema za period od najmanje pet godina. Ovakav plan treba a bude zasnovan na rezultatima savetovanja sa svim zainteresovanim stranama i usklađen sa planom razvoja prenosnog sistema, uz sagledavanje potrebnih ulaganja kako bi se priključili novi objekti mesta za punjenje električnih vozila ili drugi resursi koje operator distributivnog sistema koristi kao alternativu razvoju sistema. [24]

Integrisani nacionalni energetski i klimatski plan Republike Srbije za period do 2030. sa vizijom do 2050. godine kao planski dokumenata prepoznao je značaj inovativnih tehnologija u saobraćaju sa naglaskom na potrošnji električne energije iz OIE. [25] Ovim planom je utvrđena mera politike pod nazivom: Razvoj inovativnih tehnologija u saobraćaj i aplikacija za mikromobilnost, koja treba da se implementira u periodu 2023-2030. godine.

Pored Zakona o energetici, elektromobilnost u propisima Republike Srbije uređena je i Zakonom o planiranju i izgradnji. [26] Tako se istim Zakonom, sama elektromobilnost (E-mobilnost) definiše kao poseban vid ekološkog saobraćaja, korišćenjem električnih vozila koji za pogonsku energiju koriste pretežno električnu energiju [27], dok se punjač za električna vozila definiše kao uređaj koji se može postaviti na zemljištu ili u objektu koji se koristi za javnu ili privatnu namenu. [28] Posebno značajno je, da je ovim Zakonom utvrđena odredba koja po prvi put otvara temu načina snabdevanja i naplate isporučene električne energije potrebne za punjače za električna vozila. Iako nije resorni zakon za obavljanje i regulaciju energetskih delatnosti, Zakonom o planiranju i izgradnji je utvrđena obaveza uređivanja navedenih pitanja od strane Agencije za energetiku Republike Srbije. [29]

3 PROPISI O ELEKTROENERGETSKOJ INFRASTRUKTURI ZA ELEKTROMOBILNOST CRNE GORE

U skladu sa napred navedenim Odlukama Ministarskog saveta Energetske zajednice Crna Gora je, kao i Republika Srbija, preuzela obavezu usklađivanja nacionalnog zakonodavstva sa pravnim tekovinama EU u oblasti energetike. U pogledu stvaranja regulatornih uslova za razvoj elektroenergetske infrastrukture za elektromobilnost, to podrazumeva transponovanje Paketa propisa „Čista energije za sve Evropljane".

Odredbama člana 96. Zakona o energetici Crne Gore [30] uređen je segment elektroenergetske infrastrukture za elektromobilnost.

U prvom stavu se određuje odnos operatora distributivnog sistema i subjekta koji poseduje, razvija, vodi ili upravlja stanicama za punjenje električnih vozila. Operator distributivnog sistema u pogledu priključenja na mrežu, mora se voditi principom nediskriminacije. Stavom dva istog člana, definisana je usluga punjenja električnih vozila kao prodaja električne energije korisnicima električnih vozila, s tim da se takva prodaja ne smatra snabdevanjem u smislu ovog zakona. Treći kao i prvi stav ovog člana odnosi se na priključenja na distributivni sistem, s tim što se ovim stavom određuje pravni osnov za donošenje podzakonskog akta, kojim se bliže uređuje postupak i uslovi priključenja, a to su u ovom slučaju Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije. Na kraju, u okviru četvrtog stava utvrđuje se praktično zabrana posedovanja, razvijanja, vođenja ili upravljanja stanicama za punjenje električnih vozila, operatoru distributivnog sistema, osim ukoliko ih poseduje, razvija, vodi ili upravlja njima zarad sopstvenih potreba. [31]

Iz napred navedenog, sagledava se da je zakonodavac izbegao da definiše subjekta koji poseduje, razvija, vodi ili upravlja stanicama za punjenje električnih vozila kao energetskog subjekta definisanog ovim zakonom. [32] Ipak, analogno se može zaključiti da je subjekt koji poseduje, razvija, vodi ili upravlja stanicama za punjenje električnih vozila, privredno društvo, pravno ili fizičko lice, odnosno preduzetnik koji obavlja jednu ili više energetskih delatnosti. [33] Takav subjekt nije krajnji korisnik energije, budući da usluga punjenja električnih vozila obuhvata prodaju električne energije korisnicima električnih vozila, ali i prethodnu kupovinu iste od nekog drugog energetskog subjekta. Prema tome, ovaj subjekt trguje električnom energijom.

Možda i nije bila namera zakonodavca da otvara dodatna pitanja u pogledu uslova i prava za obavljanje energetske delatnosti trgovine električnom energijom subjekta koji poseduje, razvija, vodi ili upravlja stanicama za punjenje električnih vozila. U prilog tome je i odredba člana 65 ovog Zakona, u kojoj je navedeno je da se bez licence izdate od strane Regulatorne agencije za energetiku i regulisane komunalne delatnosti, mogu obavljati određene energetske delatnosti, među kojima je i trgovina električnom energijom i gasom.

Ono što jeste ovaj zakon prepoznao i definisano je upravo sama stanica za punjenje električnog vozila i to kao „interfejs putem koga je moguće u datom trenutku napuniti jedno električno vozilo ili zameniti bateriju jednog električnog vozila". [34] Ovakva definicija utvrđuje dve aktivnosti stanice za punjenje električnih vozila. Aktivnost koja se može obaviti putem ove stanice, a koja nije sadržana u odredbi koja primarno uređuje integraciju elektromobilnosti u elektroenergetsku mrežu, je zamena baterija električnog vozila. O tome da li se takva zamena, koja logično predstavlja zamenu prazne za punu bateriju vrši uz nadoknadu ili ne, kao i da li se takva prodaja električne energije putem baterije odnosi i na onu koja se vrši putem interfejsa nije precizirano.

Posebnu pažnju Republika Crna Gora posvetila je elektromobilnosti u planskom dokumentu Nacionalni energetski i klimatski plan. Elektromobilnost je u ovom planu vezana za Strategiju razvoja turizma Crne Gore za period 2022-2025. godina, za razvoj saobraćaja i mobilnost u okviru pametnih gradova, u okviru razvoja istraživanja i inovacija, kao i za utvrđenje obaveze donošenja Nacionalne strategije razvoja e-mobilnosti, koja se vezuje za Eko-fond. [35] Eko-fond je uređen Zakonom o životnoj sredini. [36]

4 ZAKLJUČAK

Primena elektromobilnosti je jedan od instrumenata dekarbonizacije sektora saobraćaja u Evropskoj uniji po dva osnova: povećanjem korišćenja OIE i povećanjem energetske efikasnosti. Elektromobilnost ima i efekat povećanja sigurnosti snabdevanja tradicionalnim gorivima u saobraćaju, na način da se korišćenjem lokalnog izvora energije, smanjuje zavisnost od uvoza derivata nafte i gasa. U procesu usklađivanja sa propisima Evropske unije, Crna Gora i Republika Srbija su u pravni okvir oblasti energetike transponovale propise Evropske unije, u skladu sa svojim nacionalnim pravnim okvirom.

Uporednom analizom nacionalnih propisa u oblasti energetike Crne Gore i Republike Srbije, može se zaključiti da još uvek ne postoji potpuno sagledavanje implementacije ove mere u praksi. Tome doprinosi kompleksnost elektromobilnosti koja se nalazi u preseku razvoja infrastrukture u različitim segmentima: elektroenergetike, saobraćaja, telekomunikacija i građevine. Pored navedenog, tome doprinosi i činjenica da intenziviranje razvoja infrastrukture za elektromobilnost zahteva velika ulaganja u javnu i privatnu infrastrukturu i u fond prevoznih sredstava u javnom i privatnom sektoru.

Nesumnjiv je efekat razvoja elektromobilnosti na dekarbonizaciju saobraćaja. Korišćenje OIE u saobraćaju je podstaknuto multiplikatorima obračuna OIE u različitim vidovima saobraćaja. Istovremeno korišćenje električne energije u saobraćaju je mnogo efikasnije nego što je to korišćenje tradicionalnih fosilnih goriva ili biogoriva, odnosno biogasa. Ipak, finansiranje ovog procesa je očigledno izazov za države Zapadnog Balkana, pa i na razmatrane Crnu Goru i Republiku Srbiju, što se sagledava i iz veoma uopšteno definisanih odredaba o elektromobilnosti u propisima o oblasti energetike, kojima se uređuje elektroenergetska, ali i svaka druga razmatrana infrastruktura za elektromobilnost.

LITERATURA

[1] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), https://unfccc.int/, pristupljeno: 28.3.2026.
[2] Paris Agreement, https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement, pristupljeno: 28. 3.2026.
[3] The Energy Community Treaty, Official Journal of the European Union L 198, 20.7.2006, pp. 18–37
[4] Treaty establishing the Transport Community, Official Journal of the European Union L 278, 27.10.2017, pp. 3–53
[5] Stabilisation and association process, https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/glossary/stabilisation-and-association-process.html, pristupljeno: 28.3.2026.
[6] Decision of the Ministerial Council of the Energy Community D/2021/13/MC-EnC: amending Annex I to the Treaty Establishing the Energy Community and incorporating Directive (EU) 2019/944 and Regulation (EU) 2019/941 in the Energy Community *acquis communautaire.*
[7] Decision of the Ministerial Council of the Energy Community D/2021/14/MC-EnC: amending Annex I to the Treaty Establishing the Energy Community and incorporating Directive (EU) 2018/2001, Directive (EU) 2018/2002, Regulation (EU) 2018/1999, Delegated regulation (EU) 2020/1044, and implementing Regulation (EU) 2020/1208 in the Energy Community *acquis communautaire*.
[8] Factsheet, Dec 9, 2020 Brussels, The transport and mobility sector, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs_20_2350, pristupljeno: 28.3.2026.
[9] Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Governance of the Energy Union and Climate Action, amending Regulations (EC) No 663/2009 and (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council, Directives 94/22/EC, 98/70/EC, 2009/31/EC, 2009/73/EC, 2010/31/EU, 2012/27/EU and 2013/30/EU of the European Parliament and of the Council, Council Directives 2009/119/EC and (EU) 2015/652 and repealing Regulation (EU) No 525/2013 of the European Parliament and of the Council.
[10] Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources.
[11] 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.
[12] Regulation (EU) 2023/1804 of the European Parliament and of the Council of 13 September 2023 on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU.
[13] Regulation (EU) 2024/1679 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 on Union guidelines for the development of the trans-European transport network, amending Regulations (EU) 2021/1153 and (EU) No 913/2010 and repealing Regulation (EU) No 1315/2013.
[14] Regulation (EU) 2018/1725 of the European Parliament and of the Council of 23 October 2018 on the protection of natural persons with regard to the processing of personal data by the Union institutions, bodies, offices and agencies and on the free movement of such data, and repealing Regulation (EC) No 45/2001 and Decision No 1247/2002/EC.
[15] Regulation (EU) 2019/881 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2019 on ENISA (the European Union Agency for Cybersecurity) and on information and communications technology cybersecurity certification and repealing Regulation (EU) No 526/2013.
[16] Directive (EU) 2018/844 of the European Parliament and of the Council of 30 May 2018 amending Directive 2010/31/EU on the energy performance of buildings and Directive 2012/27/EU on energy efficiency.
[17] Zakon o izmenama i dopunama zakona o energetici ("Sl. glasnik RS", br. 145/2014, 95/2018 - dr. zakon i 40/2021).

[18] Član 171 Zakona o energetici (Sl. glasnik RS ", br. 145 /2014, 95/2018 - dr. zakon, 40/2021, 35/2023 - dr. zakon, 62 /2023, 94 / 2024, 109/2025 - dr. zakon).
[19] Član 160 Zakona o energetici (Sl. glasnik RS ", br. 145 /2014, 95/2018 - dr. zakon, 40/2021, 35/2023 - dr. zakon, 62 /2023, 94 / 2024, 109/2025 - dr. zakon).
[20] Član 210v Zakona o energetici ("Sl. glasnik RS", br. 145/2014, 95/2018 - dr. zakon i 40/2021).
[21] Kuzman M., Grujić D., 2022, "Punionice električnih vozila na tržištu Republike Srbije", Zbornik radova CIRED, R-4.06.
[22] Član 2 st. 1 tačka 78 Zakona o energetici (Sl. glasnik RS ", br. 145/2014, 95/2018 - dr. zakon, 40/2021, 35/2023 - dr. zakon, 62 /2023, 94 /2024, 109/2025 - dr. zakon).
[23] Član 146a Zakona o energetici (Sl. glasnik RS ", br. 145/2014, 95/ 2018 - dr. zakon, 40 /2021, 35 / 2023 - dr. zakon, 62 /2023, 94 / 2024, 109/2025 - dr. zakon).
[24] Član 136 st. 1 tačka 9. Zakona o energetici (Sl. glasnik RS ", br. 145 /2014, 95/2018 - dr. zakon, 40/2021, 35/2023 - dr. zakon, , 62 /2023, 94 / 2024, 109/2025 - dr. zakon).
[25] Integrisani nacionalni energetski i klimatski plan Republike Srbije za period do 2030. godine sa vizijom do 2050. godine (Sl. glasnik RS ", br. 70 /2024).
[26] Zakon o planiranju i izgradnji (Sl. glasnik RS, br.72/2009, 81/2009 - ispr., 64/2010 - odluka US, 24/2011, 121/2012, 42/2013 - odluka US, 50/2013-odluka US, 132/2014, 145/2014, 83/2018, 31/2019-dr. zakon, 9/2020, 52/2021, 62/2023 i 91/2025 - dr.zakon).
[27] Član 2 st. 1 tačka 18 Zakona o planiranju i izgradnji (Sl. glasnik RS, br.72/2009, 81/2009-ispr., 64/2010 - odluka US, 24/2011, 121/2012, 42/2013 - odluka US, 50/2013 - odluka US, 132/2014, 145/2014, 83/2018, 31/2019-dr.zakon, 9/2020, 52/2021, 62/2023 i 91/2025 -dr.zakon).
[28] Član 2 st. 1 tačka 59 Zakona o planiranju i izgradnji (Sl. glasnik RS, br.72/2009, 81/2009 - ispr., 64/2010 - odluka US, 24/2011, 121/2012, 42/2013 - odluka US, 50/2013 - odluka US, 132/2014, 145/2014, 83/2018, 31/2019 - dr. zakon, 9/2020, 52/2021, 62/2023 i 91/2025 - dr. zakon).
[29] Član 85 [s9] Zakona o planiranju i izgradnji (Sl. glasnik RS, br.72/2009, 81/2009 - ispr., 64/2010 - odluka US, 24/2011, 121/2012, 42/2013 - odluka US, 50/2013 - odluka US, 132/2014, 145/2014, 83/2018, 31/2019 - dr. zakon, 9/2020, 52/2021, 62/2023 i 91/2025 - dr. zakon).
[30] Zakon o energetici ("Sl. list CG, br. 028/25).
[31] Član 96 Zakona o energetici ("Sl. list CG", br. 028/2).
[32] Član 3 st.2 Zakona o energetici ("Sl. list CG", br. 028/25).
[33] Član 3 st.1 Zakona o energetici ("Sl. list CG", br. 028/25).
[34] Član 7 st.1 tač. 47 Zakona o energetici ("Sl. list CG", br. 028/25).
[35] Nacionalni energetski i klimatski plan Crne Gore, usvojen na sednici Vlade Crne Gore održanoj 10. decembra 2025. godine, https://www.gov.me/clanak/nacionalni-energetski-i-klimatski-plan-crne-gore, pristupljeno: 27.3.2026.
[36] Član 76 Zakona o životnoj sredini ("Sl. list CG", br. 052/16, 073/19, 073/19).

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R4-16

OPTIMIZACIJA KORPORATIVNE MOBILNOSTI: UPOREDNI PRIKAZ EFIKASNOSTI TRADICIONALNIH I ELEKTRIČNIH POGONA

CORPORATE MOBILITY OPTIMIZATION: A COMPARATIVE ANALYSIS OF TRADITIONAL AND ELECTRIC DRIVETRAIN EFFICIENCY

Dušan BORIČIĆ, Miroslav STANIŠIĆ, Bojan POPOVIĆ [Crnogorsi elektrodistributivni sistem], [Crna Gora]*

KRATAK SADRŽAJ

Rad istražuje mogućnosti za optimizaciju korporativne mobilnosti kroz komparativnu analizu konkretnih modela vozila sa električnim pogonom (BEV) i onih sa unutrašnjim sagorijevanjem (SUS). Istraživanje je zasnovano na uporednim podacima za konkretne modele putničkih automobila koji dominiraju u floti, analizirajući njihove performanse u realnim uslovima eksploatacije. Rad se fokusira na kvantifikaciju troškova energenata kroz direktno poređenje parametara odabranih vozila, čime se identifikuju energetske uštede koje nude električni pogoni. Dobijeni rezultati pružaju uvid u ekonomsku opravdanost tranzicije na električnu flotu, služeći kao praktičan vodič za donosioce odluka u sferi korporativnog transporta.

Ključne reči: korporativna mobilnost, energetska efikasnost, BEV, SUS, uporedna analiza

ABSTRACT

This paper explores opportunities for corporate mobility optimization through a comparative analysis of specific Battery Electric Vehicle (BEV) models and Internal Combustion Engine (ICE) vehicles. The research is based on comparative data for specific passenger car models that dominate corporate fleets, analyzing their performance under real-world operating conditions. The study focuses on the quantification of energy costs through a direct comparison of selected vehicle parameters, thereby identifying the energy savings offered by electric drive systems.The obtained results provide insights into viability of transitioning to an electric fleet, serving as a practical guide for decision-makers in the field of corporate transport.

Keywords: corporate mobility, enegry eficiency, BEV, ICE, comparative analysis

UVOD

U eri globalne dekarbonizacije ni privredna društva, ma koliko bila velika ili mala, nijesu pošteđena procesa smanjenja emisija.[2], [7] Smanjenje emisija gasova sa efektom staklene bašte (GHG) je krajem XX vijeka dobilo na značaju, te je tako u međunarodnoj zajednici usvojen *Kjoto protokol,* kojem je Crna Gora pristupila 2007.god. Pristupanjem Kjoto protokolu, u početku, Crna Gora je imala obavezu izvještavanja, ali ne i smanjenja emisija. Pored obaveze izvještavanja Crna Gora je imala na raspolaganju mehanizme čistog razvoja (CDM) što je omogućavalo privlačenje stranih investicija u ekološke projekte. Investiranjem u ekološke projekte u Crnoj Gori razvijene zemlje su dobijale „poene“ za svoja smanjenja emisija. Osim nabrojanih prava i obaveza Crna Gora je imala obavezu donošenja i usvajanja nacionalnih strategija i zakona u oblastima energetske efikasnosti, održivog razvoja, jednom riječju dokumenata vezanih za smanjenje emisije gasova sa efektom staklene bašte (GHG). Kjoto protokol je postavio temelje e-mobilnosti na način što je definisao praćenje emisija iz saobraćaja. Vremenom je Kjoto protokol ustupio mjesto Pariskom sporazumu (Crna Gora potpisala 2017.g.), kojem je bila prethodnica Doha amandman (Crna Gora ratifikovala 2018.g.). Iz sporazuma u sporazum Crna Gora je preuzimala sve više obaveza u vezi emisije GHG, što je uzrokovalo donošenje zakonskog okvira za implementaciju preuzetih obaveza. Kako je jedna od preuzetih obaveza i smanjenje emisija iz saobraćaja tako se počelo raditi u oblasti e-mobilnosti.[4], [5]

* Dušan Boričić dusan.boricic@cedis.me

1 KONCEPT I ZNAČAJ KORPORATIVNE MOBILNOSTI U SAVREMENOM POSLOVANJU

U savremenom poslovanju mobilnost više nije samo „službena kola“ već je to proces koji omogućava adekvatan odgovor na zahtjeve tržišta, razvoja poslovanja i potreba korisnika. Razvojem prevoznih sredstava razvijala se mobilnost. Kako je u ljudskoj prirodi pokret tako je čovjek tokom svog razvoja koristio razna sredstva da sebi olakša prelazak sve većih rastojanja. Razvojem privrednih djelatnosti čovjek uviđa da mobilnost direktno utiče na njega. Što je mobilniji to je profitabilniji.

1.1 Istorijski razvoj e-vozila

Koncept električnog vozila kakvo danas imamo i koristimo nije novotarija modernog doba. Konstruisanjem elektromotora rodila se ideja da se isti upotrijebi u oblasti prevoza. Nezavisno jedan od drugog, početkom XIX vijeka su Jedlik (Mađarska) i Anderson (Škotska) konstruisali električne kočije. Veliki broj istraživača i konstruktora je nastavio rad na razvoju električnih vozila. Svaki od inovatora ovog doba (Davenport, Plante, Truve...) je na svoj način i svojim inovacijma doprinio da Parker konstuiše i prvi pusti u serijsku proizvodnju električni automobil.

Slika 1 – Parkerovo električno vozilo iz 1884. godine

Parkerov električni automobil, (*slika 1*,) je bio prvo električno vozilo u smislu današnjeg shvatanja vozila. Posjedovao je olovno-kisjelinske baterije koje su bile punjive. Da bi ih punio Parker je konstruisao generator na paru, te je tako nastala i punionica električnih vozila. Konstruisanjem i punionice zaokružen je proces e-mobilnosti na mikro nivou. Parker je, prema istorijskim podacima, svakodnevno koristio ovo električno vozilo nekoliko godina prije nego što se u Britaniji pojavio prvi automobil pokretan benzinskim SUS motorom.

Osim razvoja e-mobilnosti na Starom kontinentu ni svijet preko Atlantika nije bio imun na unapređenje transporta ljudi i roba. Dvojica velikana tehničko tehnološkog i industijskog razvoja, Edison i Ford, su zajedničkim naporima pokušavali da komercijalizuju i dovoljno približe električna vozila raznolikom spektru potencijalnih korisnika. Njihova ideja je „na papiru“ izgledala dobro, čak je i imala početnog uspjeha, ali zbog mimoilaženja u stavovima dvojac velikih inženjerskih i privrednih umova se početkom XX vijeka okrenuo svako svojoj viziji .

1.1.1 Početne barijere u razvoju elektičnih vozila

Iako je električno vozilo jednostavnije za konstrukciju, energetski efikasnije na samom startu, pored početne ekspanzije u razvoju se suočilo sa barijerom koja ga i nakon više od vijeka razvoja i dalje prati. Naime, riječ je o baterijama. Prvobitne baterije su bile za jednokratnu upotrebu, nijesu bile punjive. Prve punjive baterije (akumulatore) je izumio Plante (Francuska), to su bili olovno-kisjelinski akumulatori sa mogućnošću višestrukog punjenja. Razvojem baterija se bavio i Edison. Njegova baterija je bila teška, sporo se punila i nije imala dovoljno kapaciteta da pogoni vozilo pod većim opterećenjem (napr uzbrdo), a pri većim brzinama kretanja vozila se previše grijala. Bez obzira na ove barijere razvoj se nastavljao što je dovelo da karajem XIX i početkom XX vijeka, prije Prvog svjetskog rata u Americi skoro 40% vozila budu električna. Jedna zanimljivost iz tog perioda je da je u Njujorku više od 90% taxi vozila bilo električno, (slika 2).

Ekonomski razvoj je podsticao ljude na sve dalje i dalje kretanje i prelazak sve većih udaljenosti, gdje se opet pokazao nedostatak električnog vozila, tačnije njegove baterije, kratko trajanje, dugo punjenje. Kraj XIX i početak XX vijeka su bili vrijeme početka ekspanzije mobilnosti, a e-mobilnost je bila značajna. Velika otkrića nafte na terijtoriji Amerike su veliki broj pronalazača i inovatora okrenula prema energentu koji je bio lakši za upotrebu, te tako e-mobilnost polako zastaje i gubi korak u trci sa transportom koji koristi naftu i njene derivate.

Iako je elektromotor daleko efikasniji od SUS motora (manji gabariti, veći stepen korisnog dejstva, veći obrtni moment, niži troškovi održavanja, manje pokretnih djelova...) zbog pogonskog goriva koje je obezbjeđivalo veću autonomiju jednim punjenjem SUS motor je odnio prevagu i dominirao je u masovnom transportu duže od vijeka.

Slika 2 – električno taxi vozilo Njujork, kraj XiX vijeka

1.1.2 Današnji trenutak razvoja

Ekspanzijom SUS motora elektromotori u transportu su zanemareni iako je bilo pokušaja u toku XX vijeka da se ožive i opet vrate u široku upotrebu vozila pokretana elektro motorom. Svaki put se nailazilo na istu barijeru, „gorivo“, odnosno skladištenje energije za rad elektromotora. Napretkom u tehničko tehnološkim procesima, razvojem i boljim sagledavanjem raznih materijala i hemijskih procesa i razvoj baterija je dobio na značaju. Razvojem baterija, tj. povećavanjem njihovog kapaciteta, smanjenjem gabarita i optimizacijom ostalih parametara (brzina punjenja, hlađenje itd) e-mobilnost dobija novi zamah početkom XXI vijeka.

Novi početak e-mobilnosti je uzrokovao ekološki osviješćen čovjek, koji je uočio nakon godina proučavanja obrasce u klimatskim promjenama. Dajući naučno stručno opis dešavanja čovječanstvo postaje svjesno emisija gasova sa efektom staklene bašte što dalje dovodi do političke akcije, usvajanja i potpisivanja sporazuma

- Kjoto protokol
- Doha amandman
- Pariski sporazum.

Svaki od nabrojanih dokumenata je na svoj način i u određenoj mjeri doprinio širenju svijesti o GHG gasovima što je pokrenulo veliki broj inovatora, inženjera, naučnika da rade na smanjenju istih. Kako je transport jedan od velikih emitera GHG to se čovjek okrenuo električnom vozilu, a poučen iskustvom sada je pristupio drugačije, počelo se raditi istovremeno na dvije strane, vozila sa baterijom i infrastruktura za punjenje baterija kao druga strana.

Crna Gora je preuzete obaveze iz sporazuma i kasnije direktiva EU, kao i preporuke UN implementirala u Nacionalni energetski i klimatski plan (NECP). [7] Kako je u Crnoj Gori sektor transporta razvijen to je on ozbiljan emiter gasova GHG, mnogo više nego industrija, tako i e-mobilnost treba što više da se korespondira sa njim.

Sprovođenje prihvaćenih obaveza je, kroz zakonsku regulativu, prenešeno na krajnje korisnike, privredu i građanstvo. Zbog cijene opreme (vozila i punionice) prvi talas implementacije je pao na privredu. Kako bi podijelili teret implementacije novih tehnologija i motivisali i građanstvo, vlasti u Crnoj Gori su oformile instituciju, Eko-fond. Zadatak Eko fonda, koji nije budžetska stavka, je da sredstva obezbijeđena iz raznih izvora (međunarodni eko fondovi, GEF, GCF, ekološke naknade, emisioni krediti...) uloži u razne ekološke projekte (energetska efikasnost, čisti transport...).[3] Iako nije budžetska stavka Vlada povremeno Fondu dodijeli određena sredstva za konkretan projekat. Tako je Fond u više navrata, od svog osnivanja, sprovodio subvencionisanje nabavke električnih vozila za privredu i građanstvo. Projekti subvencionisanja nabavke električnih vozila su kod privrede i građanstva naišli na odličan odziv (sredstva koja su bila po vozilu u rangu zemalja EU su se trošila u rekordno kratkom roku). Uz institucionalnu pomoć ekološki osviješćen čovjek rado učestvuje i daje svoj doprinos primjeni „zelenih“ tehnologija.

2 UPOREDNA TEHNO-EKONOMSKA ANALIZA

U modernom poslovanju službeno vozilo nije statusni simbol već alat za efikasnije obavljanje radnih zadataka. Kako su radni zadaci tokom razvoja postajali sve složeniji i zahtjevniji tako se mijenjao i pristup njihovom rešavanju upotrebom raznih alata.

2.1 Tradicionalni pogoni – tehnološka zrelost i ekonomski aspekti

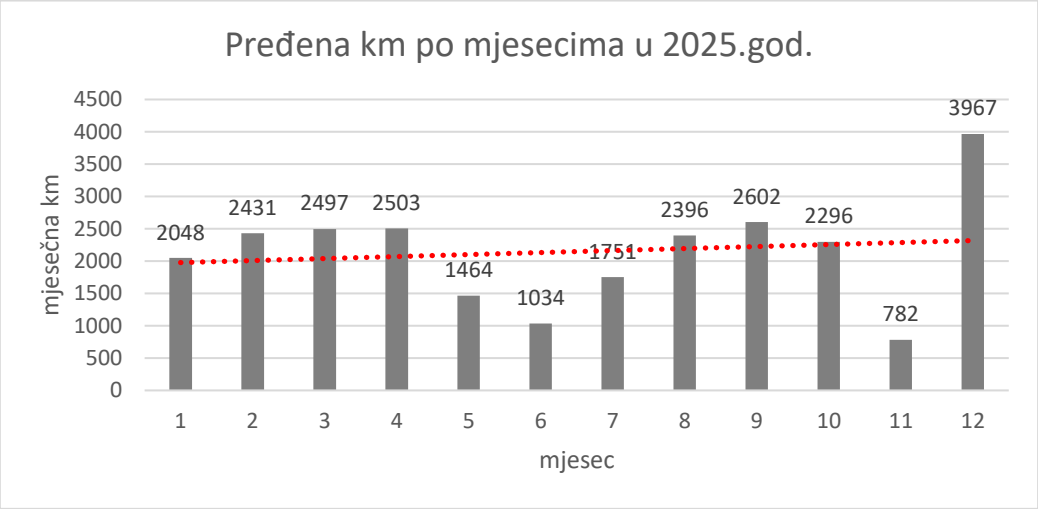
Tradicionalni pogonski sistemi zasnovani na motorima sa unutrašnjim sagorijevanjem (SUS) decenijama su činili okosnicu korporativne mobilnosti.[1] Njihova glavna prednost leži u tehnološkoj zrelosti i razvijenoj pratećoj infrastrukturi. Za kompanije, to znači predvidljivost, u smislu lako dostupnih benzinskih stanica što omogućava bržu dopunu goriva bez prekida radnih procesa. Mogućnost brze i lake dopune goriva je ključna za vozila koja prelaze velike dnevne kilometraže na međugradskim rutama ili za ona vozila koja se koriste za obavljanje radnih zadataka u ruralnim djelovima ili oblastima gdje benzinske stanice nijesu lako dostupne.
Međutim, sa stanovišta optimizacije, ekonomski profil SUS vozila postaje sve kompleksniji. Ključni faktori koji utiču na efikasnost u ovom segmentu su:

1. **Operativni troškovi (OPEX):** Direktna zavisnost od fluktuacija cijena nafte na svetskom tržištu čini budžetiranje transportnih troškova otežanim.
2. **Održavanje:** SUS motori su mehanički kompleksni sistemi sa stotinama pokretnih delova (menjač, turbopunjač, izduvni sistemi sa filterima čestica). Troškovi redovnog i vanrednog održavanja progresivno rastu sa starošću i kilometražom vozila.
3. **Ekološke takse i penali:** Uvođenje strožih emisionih standarda (poput Euro 6 normi) i uvođenje taksi na emisiju CO_2 direktno povećavaju ukupne troškove vlasništva (TCO).[3], [6]

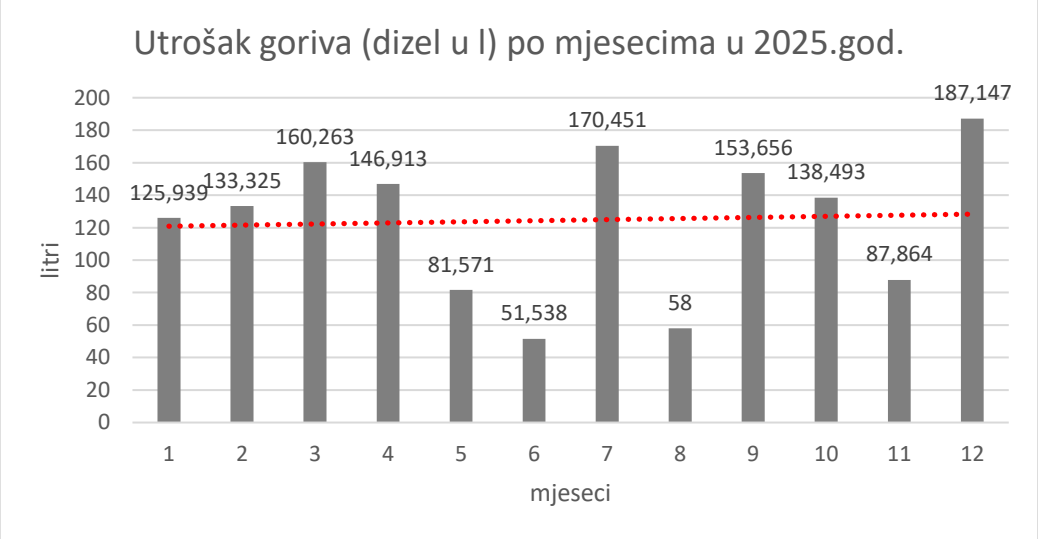
Iako su nabavne cijene (CAPEX) tradicionalnih vozila i dalje često niže u odnosu na električne pandane, njihova dugoročna efikasnost opada u urbanim sredinama gde je potrošnja goriva visoka, a režim rada "kreni-stani" ubrzava habanje mehaničkih sklopova. U tabelama 1 i 2 prikazana je struktura troška goriva za standardno vozilo na bazi jednogodišnje upotrebe. Tabela 1 prikazuje podatke za vozilo Renault megane 1.5dCi, dok se tabela 2 odnosi na dacia duster čije pogonsko gorivo je benzin.

Tabela 1 – prikaz pređene kilometraže i utroška goriva (dizel) u l i €

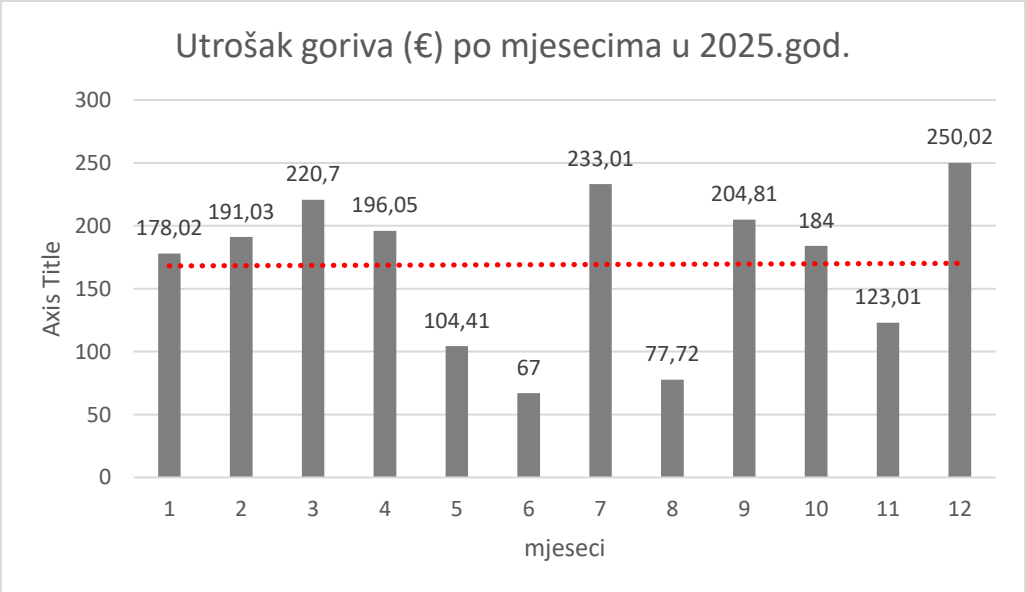
Mjesec	Pređeni km	Gorivo (l)	Cijena(€)
Jan-25	2048	125.939	178.02
Feb-25	2431	133.325	191.03
Mar-25	2497	160.263	220.7
Apr-25	2503	146.913	196.05
Maj -25	1464	81.571	104.41
Jun-25	1034	51.538	67
Jul-25	1751	170.451	233.01
Avg - 25	2396	58	77.72
Sep-25	2602	153.656	204.81
Okt 2025	2296	138.493	184
Nov-25	782	87.864	123.01
Dec-25	3967	187.147	250.02
Ukupno	**25771**	**1495.16**	**2029.78**



Slika 3 – prikaz pređene kilometraže po mjesecima



Slika 4 – utrošak goriva (l) po mjesecima



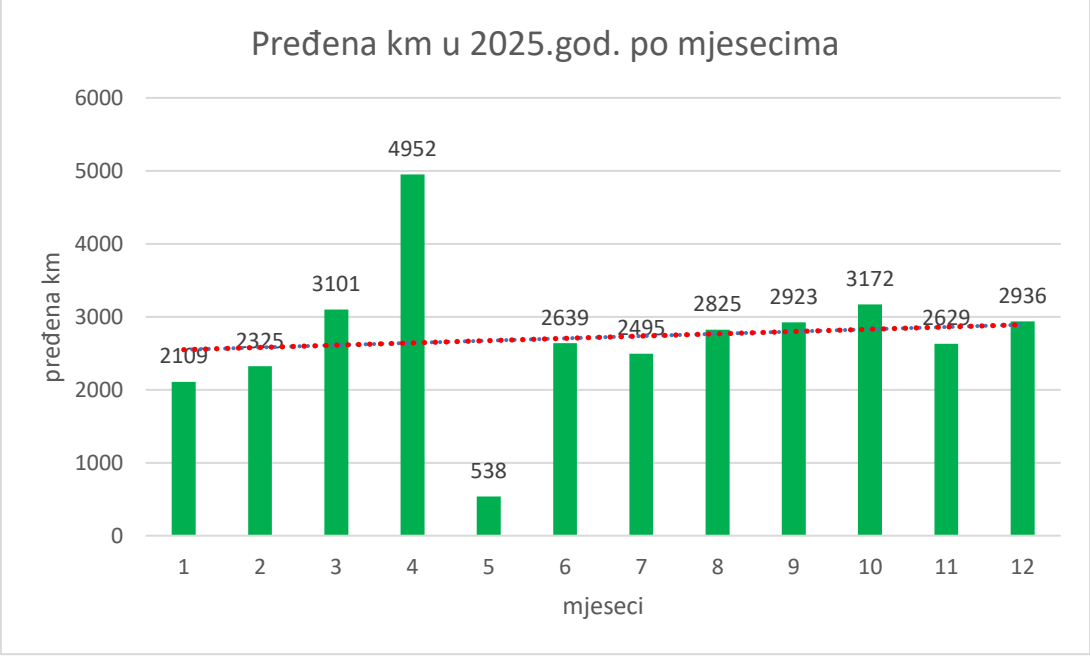
Slika 5 – utrošak goriva (€) po mjesecima

Za prvo posmatrano vozilo koje pripada starijoj generaciji (EURO 4 emisionih standarda) se iz tabelarnog, a zatim razloženo i na grafičke prikaze uočava blagi trend rasta pređenih kilometara, a samim tim i utroška goriva. Ovo sada opisano je dato na slikama 3 (kilometraža), 4 (litri) i 5 (€).Što se tiče finansijskog dijela izraženo u eurima (€) tu je trend rasta vrlo blag, ali je to nešto na šta kompanija, korisnik vozila, ne može uticati. U tekućoj godini, 2026.g., smo svjedoci velikih oscilacija u cijeni nafte i naftnih derivata na globalnom nivou. Pogonsko gorivo ovog vozila je dizel.

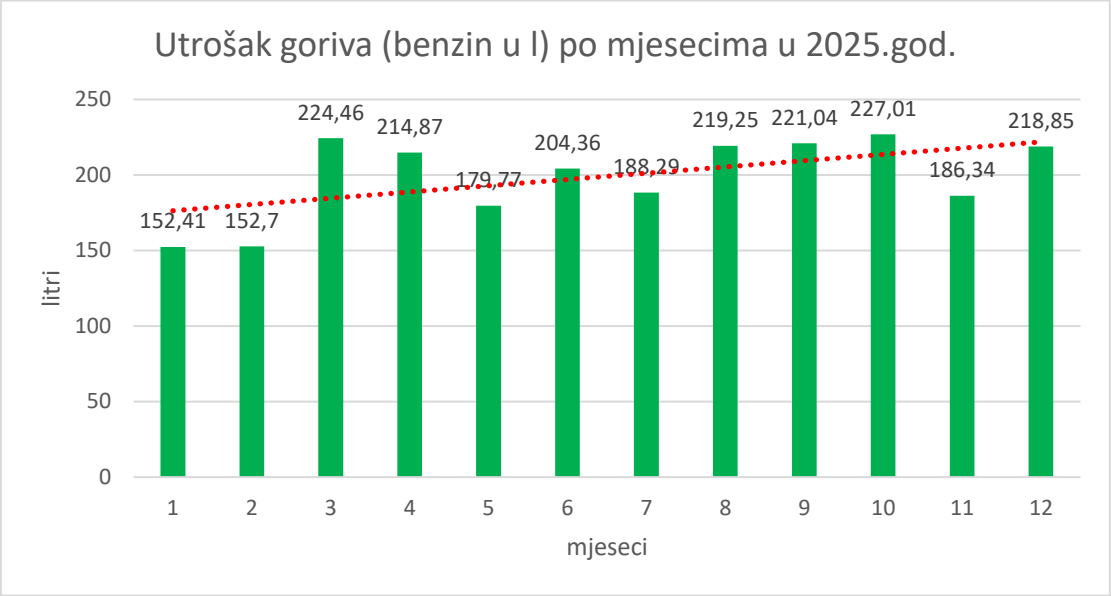
U Tabeli 2 su prikazani podaci koji se analiziraju za posmtrano vozilo 2.

Tabela 2 – prikaz pređene kilometraže i utroška goriva (benzin) u l i €

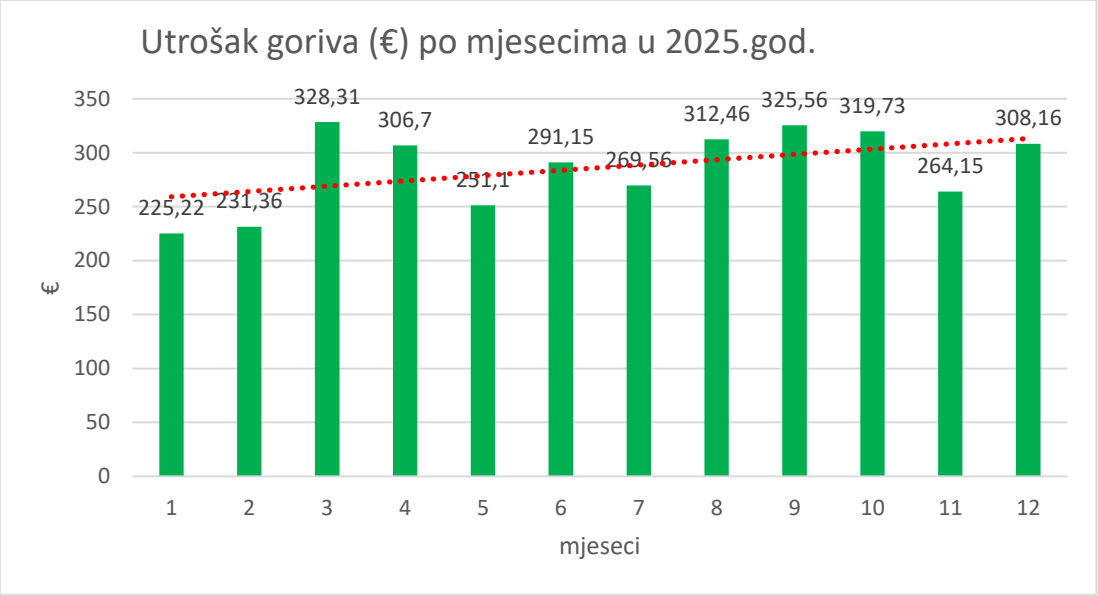
Mjesec	Pređeni km	Gorivo (l)	Cijena(€)
Jan-25	2 109	152.41	178.02
Feb-25	2 325	152.7	191.03
Mar-25	3 101	224.46	220.7
Apr-25	4 952	214.87	196.05
Maj -25	538	179.77	104.41
Jun-25	2 639	204.36	67
Jul-25	2 495	188.29	233.01
Avg - 25	2 825	219.25	77.72
Sep-25	2 923	221.04	204.81
Okt 2025	3 172	227.01	184
Nov-25	2 629	186.34	123.01
Dec-25	2 936	218.85	250.02
Ukupno	**32 644**	**2 389.35**	**3 433.46**



Slika 6 – prikaz pređene kilometraže po mjesecima



Slika 7 – utrošak goriva (l) po mjesecima



Slika 8 – utrošak goriva (€) po mjesecima

Drugo posmatrano vozilo iz domena tradicionalnih tehnologija je novije generacije (EURO 6 emisionih standarda). Razlaganjem tabelarnih podataka na grafičke prikaze uočava se trend rasta svih posmatranih parametara. Grafički prikazi su dati na *slikama 6, 7* i *8*, kilometri, litri i € sukcesivno.

Vozila su iz iste proizvođačke grupacije, redovno održavana, a koriste različita pogonska goriva (dizel i benzin) u svakodnevnoj su upotrebi sa prelaskom od, prosječno 115km. Na dnevnom nivou vozilo 1 se počinju kretati sa od oko 45m nmv i uz savladavanje od 700m visinske razlike stiže na odredište na oko 640m nmv, dok vozilo 2 ima nešto drugačije vrijednosti i visinske razlike, kreće sa 45m nmv savladavajući tačku na 200m nmv završava kretanje na 5m nmv. S obzirom da je riječ o vozilima različitih pogonskih goriva treba reći da su i njihovi obrtni momenti različiti. Vozilo sa manjim obrtnim momentom i benzinskim motorom savladava manju visinsku razliku, dok je dizel vozilo, veći obrtni moment i starije, angažovano na putu sa savladavanjem veće visinske razlike.

2.2 Električni pogoni (BEV) – tehničke inovacije i specifičnosti troškova

Baterijska električna vozila predstavljaju ključni stub transformacije korporativne mobilnosti. Za razliku od SUS motora, čija je efikasnost termodinamički ograničena na približno 30-35%, elektromotori pretvaraju preko 90% energije direktno u kretanje. Sa stanovišta optimizacije voznog parka, BEV uvode potpuno drugačiju ekonomsku strukturu:

1. **Niski pogonski troškovi:** Cijena električne energije po pređenom kilometru značajno je niža od cijene fosilnih goriva, naročito ako kompanija poseduje sopstvenu infrastrukturu za punjenje
2. **Redukcija troškova održavanja:** Pogonski sklop BEV vozila je drastično jednostavniji – oko 20 pokretnih djelova, za razliku od konvencionalnog vozila koje ima više hiljada (pogoski sklop oko 2 000). Regenerativno kočenje dodatno smanjuje habanje kočionih elemenata, što u dugom roku (TCO) donosi uštede od 30% do 50% u odnosu na tradicionalna vozila.
3. **Podsticaji i regulatorne olakšice:** Državne subvencije za kupovinu, oslobađanje od poreza na upotrebu motornih vozila i besplatne parking zone u urbanim centrima direktno poboljšavaju ekonomsku računicu u korist električnog pogona.

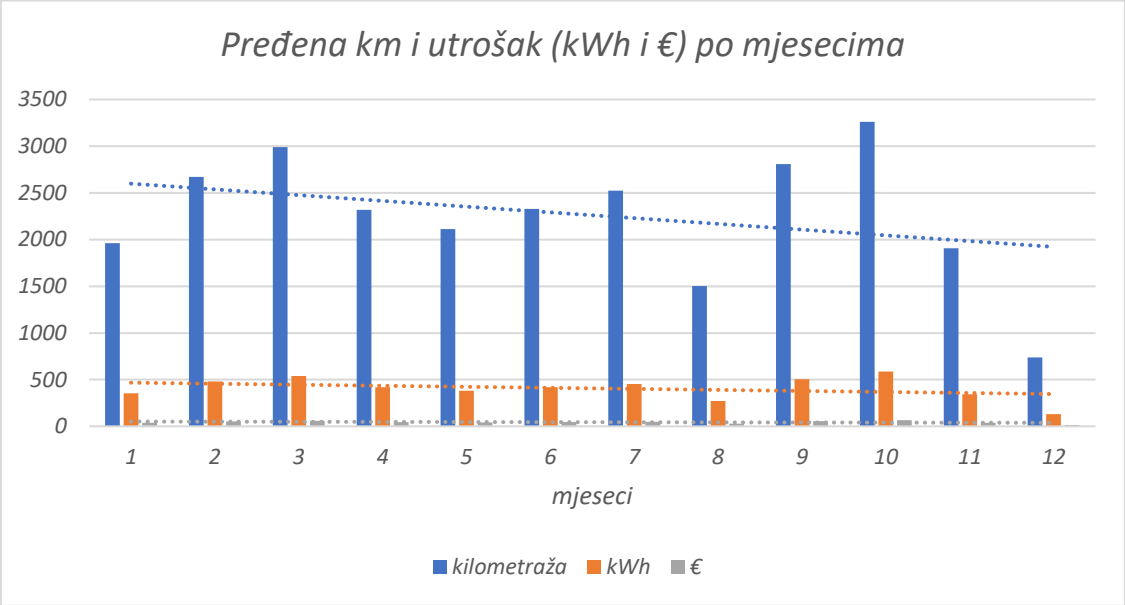
Ipak, glavni izazovi ostaju **visoka početna investicija (CAPEX)** i **infrastrukturna zavisnost**. Vrijeme punjenja baterije, za razliku od točenja goriva, zahtijeva strateško planiranje ruta i vremena mirovanja vozila. Takođe, degradacija baterije i neizvesna preostala vrijednost vozila na tržištu polovnih automobila predstavljaju ključne rizike koje menadžeri flota moraju kvantifikovati.

U tabeli 3 prikazane su specifičnosti električnog pogona, kao što su u prethodnom dijelu prikazane za dva konvencionalna vozila. Posmatrani BEV je WV ID.3 PRO, baterije 58kWh snage elektromotora 100kW.

Tabela 3 - prikaz pređene kilometraže i utroška goriva (električne energije) u kWh i €

Mjesec	Pređeni km	Gorivo (kWh)	Cijena(€)
Jan-25	*1960*	**352.8**	**38.81**
Feb-25	*2671*	**480.8**	**52.89**
Mar-25	*2991*	**538.4**	**59.22**
Apr-25	*2319*	**417.4**	**45.91**
Maj -25	*2111*	**380**	**41.8**
Jun-25	*2328*	**419**	**46.09**
Jul-25	*2525*	**454.5**	**49.99**
Avg - 25	*1503*	**270.5**	**29.76**
Sep-25	*2807*	**505.3**	**55.58**
Okt 2025	*3262*	**587.2**	**64.59**
Nov-25	*1908*	**343.4**	**37.77**
Dec-25	*738*	**132.8**	**14.61**
Ukupno	**27123**	**4882.1**	**537.02**

Kao što je već navedeno da BEV ima manje pokretnih djelova u odnosu na SUS vozilo tako će na *slici 9* biti prikazano, grafički, objedinjeno potrošnja kWh, € po mjesecima.



Slika 9 – objedinjeni grafički prikaz potrošnje kWh i € po mjesecima

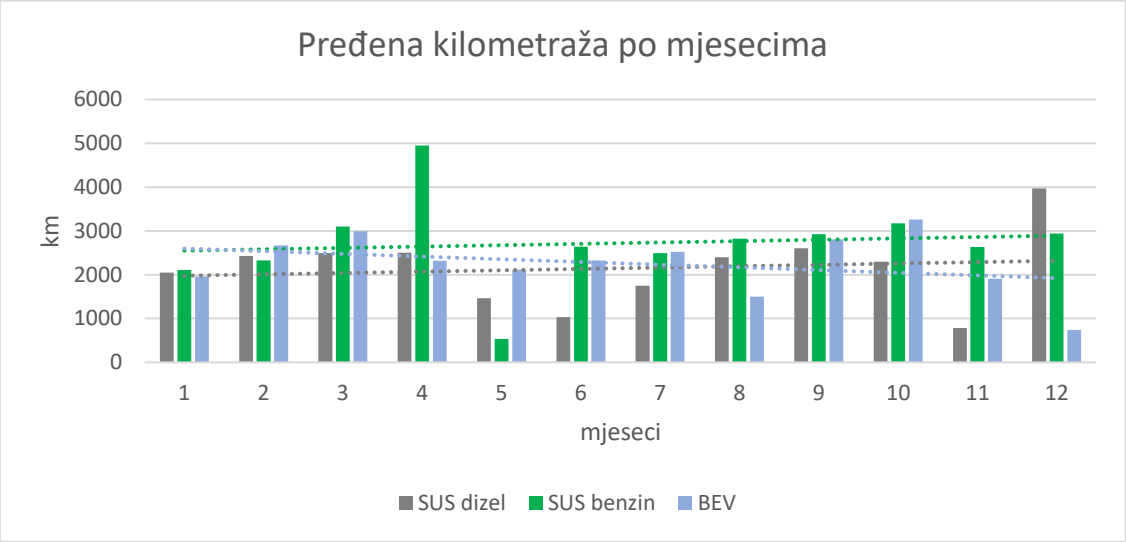
Na *slici 9* se vide trendovi kretanja i upotrebe električnog vozila (WW ID.3, baterija 58 kWh, motor snage 100 kW) u toku jedne godine. Ovo vozilo je prosječno prelazilo poput dva, ranije, posmatrana konvencionalna vozila, te se može vršiti uporedna analiza. Prosječna putanja je nešto iznad 100km na dnevnom nivou. Električno vozilo je svoje kretanje započinjalo sa 5m nmv i savladavajući prosječnu visinsku razliku od oko 1000m, završavalo kretanje na 50m nmv.

2.3 Uporedna analiza SUS i BEV

Nakon pregleda tehničkih karakteristika tradicionalnih i električnih pogona, neophodno je izvršiti direktnu kvantitativnu analizu njihove ekonomske efikasnosti. U kontekstu korporativne mobilnosti, fokus ovog poređenja je stavljen isključivo na troškove pogonske energije (fosilna goriva i električna energija), jer oni čine najveći dio varijabilnih troškova eksploatacije vozila.

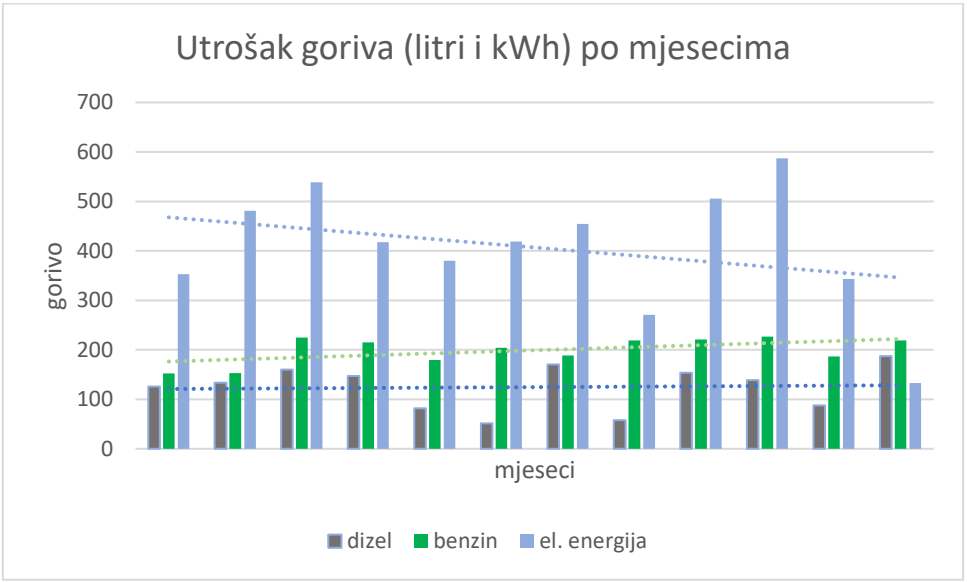
Poređenje je bazirano na paritetu od 100 pređenih kilometara, uzimajući u obzir prosječnu potrošnju u kombinovanom režimu vožnje za odabrane modele i tržišne cijene energenata. Cilj ove analize je da se egzaktno prikaže razlika u operativnoj isplativosti, koja direktno utiče na odluku o optimizaciji i elektrifikaciji korporativnog voznog parka.

U narednih par slika će biti dati uporedni grafički prikazi koji će bolje prezentovati sličnosti i razlike u vrijednostima posmatranih parametara ove analize.



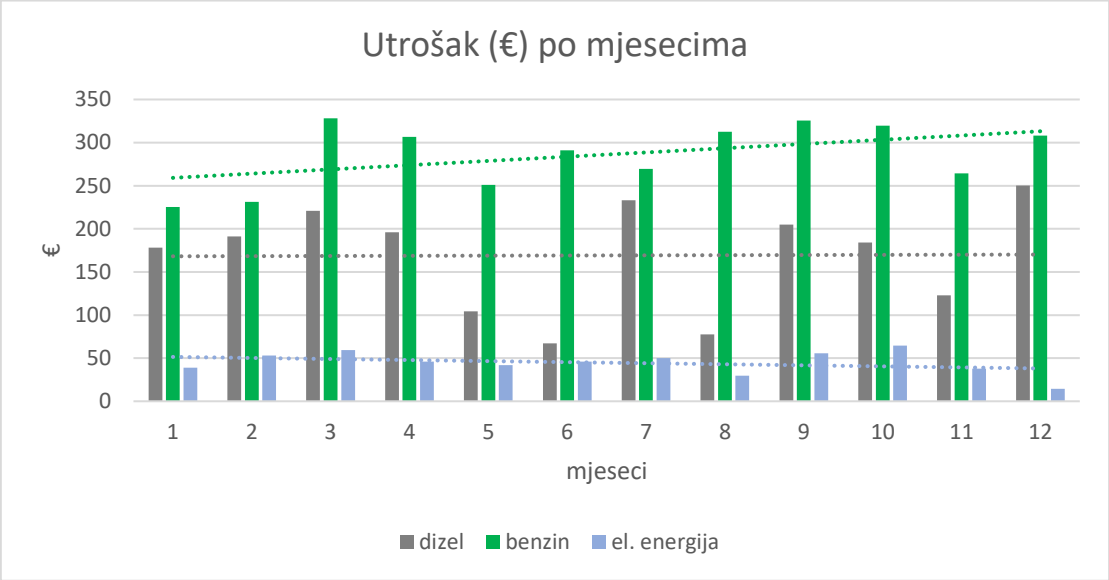
Slika 10 – uporedni prikaz pređenih km

Sa grafika prikazanog na *slici 10* se da uočiti trend pređenih kilometara u toku jedne godine, po mjescima, za tri posmatrana vozila. Linija trenda pokazuje da sva tri vozila imaju vrlo slične dužine pređenog puta, precizniji podaci su dati tabelarno. S obzirom na sličnu upotrebu može izvršiti adekvatna analiza.



Slika 11 – uporedni prikaz utroška goriva

Grafik na *slici 11* je malo specifičan jer prikazuje uporednu potrošnju pogonskog goriva u apsolutnim jedinicama. Dok se potrošnja kod SUS vozila računa u l/km kod BEV je to kW/km. U ovom slučaju se može reći da se porede neuporedive veličine, što nije daleko od istine. Ovaj grafik je izađen u kontekstu izrade cjelokupne analize, ali neće biti predmet detaljnijih analiza.



Slika 12 – uporedni prikaz troška u €

Nakon dva uvodna grafika došlo se do gafika, koji prikazuje suštinu ove analize, finansijskog. Grafik na *Slici 12* daje utrošak goriva (fosilna goriva i električna energija) u € po mjesecima za posmatrani period od godinu dana. u skladu sa usvojenim vizuelnim označavanjem vrste goriva upotrijebljene su boje na grafiku (legenda). Kako su na *slici 11* bile prikazane, praktično neuporedive veličine, to su na *slici 12* prikazani vrlo uporedivi podaci. Troškovi goriva, na kojima se zadržala ova analiza, su varijabla u oblasti upotrebe vozila. Po cijenama goriva (fosilna goriva i električna energija) iz 2025.god., sa grafika se da uočiti da jedno BEV vozilo na godišnjem nivou potroši električne energije u € kao jedan SUS za oko dva – tri mjeseca.

3 EKONOMSKA OPRAVDANOST I OPERATIVNI KONTEKST UŠTEDA

Analiza troškova energenata prikazana u prethodnom poglavlju nedvosmisleno potvrđuje finansijsku superiornost električnog pogona u odnosu na SUS vozila. Iako su grafički prikazi bazirani na direktnom poređenju cijene goriva i električne energije na bazi godišnje kilometraže, za potpuno razumijevanje korporativne mobilnosti neophodno je uz ove podatke posmatrati i još niz parametara kako bi se sklopila cjelokupna analiza. Kako se vidi samo kratko poređenje u finansijskom smislu je širom otvorilo vrata izradi detaljnijih analiza.

3.1 Energetska efikasnost i predvidljivost operativnih troškova

Jedan od ključnih faktora analize upotrebe SUS i BEV vozila u dijelu korporativne mobilnosti jeste drastična razlika u energetskoj efikasnosti. Električni motori pretvaraju oko 90% električne energije u kretanje, dok SUS motori to čine u procentu 30 – 40 %, a većinu energije (do 70%) gube u vidu toplote.

Pored faktora energetske efikasnosti koji je prvenstveno tehničkog karaktera tu su još i stabilnost budžetiranje i smanjenje inflatornog pritiska. Dok su cijene nafte podložne stalnim geopolitičkim turbulencijama i naglim poskupljenjima, kompanije koje koriste električnu flotu mogu po tom pitanju biti nešto relaksiranije iz razloga što u Crnoj Gori i okruženju cijene električne energije nemaju velike oscilacije.

Niži varijabilni troškovi po pređenom kilometru čine kompaniju otpornijom na inflatorne skokove, jer energija više ne predstavlja nepredvidivu stavku u godišnjem budžetu.

3.2 Balans između investicije i eksploatacije

Ušteda koja se ostvari na gorivu kojim se pokreću BEV vozila, (električna energija) je direktna korist jer amortizuje veću nabavnu cijenu. U samom početku nabavka BEV vozila zahtijeva veća finansijska sredstva, ali kroz eksploataciju ta se startna razlika "topi". U korporativnom sektoru, svaka ušteda na "gorivu" direktno se koristi za amortizaciju veće nabavne cijene. Što je veća godišnja kilometraža (kao što pokazuju grafici), to je period povraćaja investicije kraći.

3.3. Infrastruktura kao multiplikator ušteda

Razlika u cijeni goriva može varirati u zavisnosti od mesta "točenja" energije. Ako kompanija posjeduje sopstvene punionice, bolja varijanta, najveći nivo uštede ostvaruje se punjenjem u krugu organizacije tokom noćnih, nižih tarifa ili integracijom sa solarnim panelima na krovovima zgrada. U tom scenariju, proračuni ušteda dobijaju svoju maksimalnu vrijednost.

3.4. Indirektne ekonomske i ESG koristi

Osim direktne uštede na gorivu, elektrifikacija flote donosi i nematerijalne, ali finansijski mjerljive koristi u oblasti održavanja vozila, jer električna vozila imaju drastično manji broj pokretnih djelova, što znači niže troškove servisa i manje vremena provedenog van stroja (zastoji u radu su takođe trošak). Još jedna vrlo mjerljiva stavka je ESG (Environmental, Social and Governance, ekološki, društveni i upravljački faktori), izvještavanje, jer prelazak na BEV direktno poboljšava ekološki profil kompanije. U skladu sa direktivama, preporukama i zelenim agendama kompanija postaje uočljivija međunarodnim partnerima, bankama…

4 ZAKLJUČAK

Na osnovu sprovedene analize u ovom radu, može se izvesti više zaključaka o opravdanosti implementacije BEV vozila u sisteme korporativne mobilnosti. Iako istorijski razvoj električnih vozila ima periode zastoja, savremeni tehnološki napredak i ekonomska realnost ponovo su postavili BEV u sam centar poslovnih strategija.

Glavni fokus rada – uporedna analiza troškova energenata – nedvosmisleno je pokazao da električna vozila ostvaruju drastične uštede na godišnjem nivou u poređenju sa SUS vozilima. Ova razlika u cijeni goriva nije samo puki statistički podatak, već predstavlja ključni faktor koji kompenzuje inicijalno višu nabavnu cijenu električnih automobila. Iz ekonomskih proračuna se jasno vidi da što je korporativna flota aktivnija, odnosno što je veća pređena kilometraža, to je isplativost prelaska na električni pogon brža i ubedljivija.

Korporativna mobilnost ne zavisi isključivo od cijene po kilovatu ili litru goriva, već zahtijeva holistički pristup koji uključuje:

- **Strateško planiranje infrastrukture:** Maksimalne uštede prikazane u radu ostvarive su samo uz pametno upravljanje punjenjem unutar same kompanije. [7]
- **Održivost kao poslovni standard:** Prelazak na BEV više nije samo pitanje uštede, već i usklađivanja sa globalnim ESG standardima, što kompanijama donosi bolji rejting i tržišnu poziciju.
- **Digitalnu transformaciju:** Efikasno upravljanje flotom putem savremenih softvera omogućava da se svaki pređeni kilometar dodatno optimizuje, čime se finansijski efekti prikazani u grafikonima dodatno uvećavaju.

Konačno, može se tvrditi da je korporativna mobilnost na prekretnici. Dok su SUS vozila objeležila XX, ekonomska efikasnost i ekološka nužnost čine električna vozila racionalnim izborom za kompanije koje teže dugoročnoj profitabilnosti i održivosti. Budućnost transporta u poslovnom sektoru nije samo električna, već i visoko digitalizovana i ekonomski predvidljivija, što je osnov za stabilno poslovanje u nestabilnim vremenima.[7] [8], [9]

LITERATURA

[1] Godišnji izvještaj iz Službe za vozni park
[2] **Vlada Crne Gore – Ministarstvo energetike i rudarstva (2024).** *Strategija razvoja energetike Crne Gore do 2030. godine*, Podgorica.
[3] **Fond za zaštitu životne sredine Crne Gore (Eko-fond).** Program dodjele subvencija za nabavku električnih i hibridnih vozila za privredu i građane, Podgorica.
[4] **Ministarstvo saobraćaja i pomorstva.** *Strategija razvoja saobraćaja Crne Gore 2019–2035*, Podgorica.
[5] **Uprava za statistiku Crne Gore (MONSTAT).** Godišnji izvještaj o registrovanim motornim i priključnim vozilima, Podgorica.
[6] **Ecoportal.me.** Analize i vijesti o razvoju mreže punjača i električne mobilnosti u Crnoj Gori.
[7] **Vlada Crne Gore (2025).** *Nacionalni energetski i klimatski plan Crne Gore (NECP)*, Podgorica.
[8] **Balkan Green Energy News (2024).** *Analiza tržišta električnih vozila u zemljama Zapadnog Balkana*,
[9] Lučić, M., Grdinić-Rakonjac, M., Vujadinović, R., Pajković, V. (2025). *Električna mobilnost u Crnoj Gori: Analiza trenutnog stanja i percepcija građana*, Stručni rad.

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R5-01

METODOLOGIJA ZA PROGNOZU POTROŠNJE DISTRIBUTIVNOG SISTEMA U PROCESU PLANIRANJA RAZVOJA SISTEMA

METHODOLOGY FOR DISTRIBUTION SYSTEM CONSUMPTION FORECASTING IN THE SYSTEM DEVELOPMENT PLANNING PROCESS

Andrija PAVIĆEVIĆ, AD Elektromreža Srbije, Srbija*
Nebojša VUČINIĆ, AD Elektromreža Srbije, Srbija
Vladan RISTIĆ, AD Elektromreža Srbije, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Prognoza potrošnje električne energije predstavlja korak koji mora biti sproveden prilikom dugoročnog planiranja razvoja sistema zato što se kroz analizu projektovane potrošnje mogu sagledati potrebe za novim razvojem i investicijama, kao i potencijalni problemi do kojih bi u sistemu moglo doći ukoliko se ove investicije ne bi realizovale po predviđenom planu. Metoda opisana u ovom radu sagledava uticaje različitih veličina i pojava na potrošnju energije. U sklopu ove metode, konzum je podeljen na tri kategorije – konzum distributivnog sistema, konzum kupaca na prenosnom sistemu i konzum punjača za električna vozila. U konzum distributivnog sistema spadaju svi pojedinačni potrošači, bez obzira na tip (domaćinstva, industrija i tercijarni sektor). Metoda se bazira na utvrđivanju veze između istorijskih vrednosti godišnje potrošnje distributivnog sistema, ostvarenih na uzorku od 10 godina (od 2011. do 2020. godine), i faktora od interesa (bruto domaći proizvod, demografski pokazatelji, prosečne minimalne i maksimalne dnevne temperature). Sve prognozirane vrednosti su dobijene na osnovu istorijskih podataka i upotrebe alata Forecast sheet u programskom paketu Microsoft Excel. Ovaj alat baziran je na algoritmu trostrukog eksponencijalnog izglađivanja (Exponential Triple Smoothing) koji poravnava manja odstupanja u prethodnim sekvencama podataka otkrivanjem obrazaca. Prognoza je izrađena za svaku godinu u periodu od 10 godina nakon perioda obuhvaćenog uzorkom (od 2021. do 2030. godine) i njen cilj je oslikavanje trenda potrošnje na dugoročnom vremenskom horizontu. Nakon toga, ova metodologija je testirana uporednom analizom prognoziranih i ostvarenih vrednosti potrošnje električne energije za prvih 5 godina intervala prognoze (od 2021. do 2025. godine). Prikazana je korelacija ovih vrednosti i odstupanja među njima, uz adekvatnu analizu rezultata. Ova metodologija deo je šire metodologije razvijene u Direkciji za razvoj Elektromreže Srbije, u okviru prognoze potrošnje električne energije u Republici Srbiji, za potrebe izrade Plana razvoja prenosnog sistema.

Ključne reči: Prognoza potrošnje, Planiranje sistema, Plan razvoja

ABSTRACT

Electricity consumption forecasting represents a key step that must be conducted in long term system development planning. The analysis of projected consumption enables the identification of needs for further development and investments, as well as potential issues that may arise within the system if these investments are not implemented in accordance with the planned schedule. The methodology described in this paper examines the impact of various parameters and phenomena on electricity consumption. In this methodology, the demand is divided into three categories – distribution system demand, demand of customers connected to the transmission grid, and demand of the electric vehicles' chargers. Distribution system demand includes all individual consumers, regardless of type (households, industry, and the tertiary sector). The methodology is based on establishing the relationship between historical values of annual electricity consumption of the distribution system, observed over a ten-year sample period (2011–2020), and relevant influencing factors, including gross domestic product, demographic indicators, and average daily minimum and maximum temperatures. All forecasted values are derived from historical data using the Forecast Sheet tool within the Microsoft Excel software package. This tool is based on the Triple

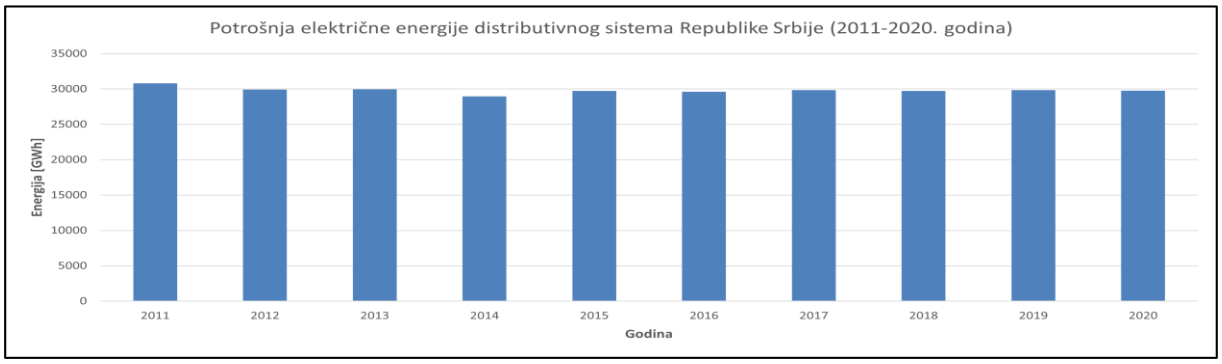
* Andrija Pavićević andrija.pavicevic@ems.rs; Nebojša Vučinić nebojsa.vucinic@ems.rs; Vladan Ristić vladan.ristić@ems.rs

Exponential Smoothing algorithm, which identifies patterns by smoothing minor deviations in historical data sequences. The forecast was then performed for each year over a ten-year horizon (2021–2030), with the objective of capturing long-term consumption trends. Subsequently, the methodology was validated through a comparative analysis of forecasted and actual electricity consumption values for the first five years of the forecast period (2021–2025). The correlation between these values and the deviations observed were analyzed, accompanied by an appropriate interpretation of the results. This methodology is a part of a broader framework developed by the Development Department of JSC EMS, within the scope of electricity consumption forecasting in the Republic of Serbia, for the purposes of creating the Transmission System Development Plan.

Keywords: Electricity consumption forecasting, System planning, System Development Plan

1 UVOD

Opšte je poznato da na potrošnju električne energije neke države utiče veliki broj različitih faktora. Među te faktore spadaju, između ostalih, i ekonomski razvoj države, cena električne energije, primena mera energetske efikanosti, demografska slika, regionalne i globalne klimatske prilike, upravljanje potrošnjom. Dugoročna prognoza potrošnje za glavni cilj ima definisanje trendova i korelacija koji će oslikati promenu vrednosti potrošnje električne energije u nastupajućem periodu. Povod za izradu prognoze bliže određuje vremenski interval za koji se vrši prognoziranje, pri čemu ovi intervali mogu varirati od perioda od nekoliko meseci do nekoliko decenija unapred. Prilikom izrade plana razvoja elektroenergetskog sistema najčešće se koristi interval od deset godina. U periodu od 2011. do 2020. godine, ukupna potrošnja električne energije distributivnog sistema Srbije je stagnirala, odnosno blago oscilovala oko vrednosti od 30 TWh, kao što se može videti na Slici 1. Ovaj period je odabran iz razloga što obuhvata period između dva velika svetska događaja, svetske ekonomske krize i pandemije virusa COVID-19. Ta dva događaja su uticala na redukciju obima investicija, njihovu sporiju realizaciju, umanjene sezonske migracije stanovništva itd.



Slika 1 – Potrošnja električne energije distributivnog sistema Republike Srbije (bez AP KiM) u periodu od 2011. do 2020. godine.

Važno je naglasiti da su za čitav interval od 2011. do 2020. godine na dostupne vrednosti potrošnje električne energije distributivnog sistema dodate zvanične merene vrednosti proizvodnje električne energije elektrana priključenih na distributivni sistem. Na ovaj način je dobijena stvarna vrednost neto potrošnje električne energije, za svaku godinu. Na ovaj način postiže se nezavisnost same metodologije u odnosu na proizvodnju električne energije na distributivnom sistemu. Svedoci smo sve veće integracije obnovljivih izvora energije u distributivni sistem tokom prethodnih godina, a takav trend se očekuje i u budućnosti. Iz tog razloga vrlo je nezahvalno prognozirati buduću ostvarenu energiju proizvodnje i imati još jedan važan kriterijum koji bi uticao na prognozu potrošnje. S obzirom na to da je metodologija bazirana na već ostvarenim vrednostima neto potrošnje može biti primenjena nezavisno od toga koliki udeo te potrošnje jeste, ili će biti, snabdeven iz obnovljivih izvora energije.

Kao što je već rečeno, konzum neke države ne zavisi isključivo od jednog faktora. Primera radi, ekonomske prilike u Republici Srbiji su se menjale tako da je 2011. godine zemlja još uvek izlazila iz svetske ekonomske krize, dok je deset godina kasnije veći deo godine vladala velika neizvesnost usled pandemije. Uz to, nepredviđene okolnosti se teško mogu prognozirati, poput onih iz 2014. godine kada je veliki deo zemlje i regiona bio pogođen poplavama tokom kasnog proleća. Iz ovde navedenih razloga, opisana metodologija ima za cilj da se paralelnim posmatranjem nekolicine važnih faktora i kombinovanjem njihovih uticaja na potrošnju izvrši njeno što preciznije prognoziranje.

2 METODOLOGIJA

U ovom poglavlju predstavljena je metodologija na kojoj se zasniva rad. U uvodnom poglavlju je naznačeno da se prognoza vrlo teško može vršiti na osnovu predikcije jednog parametra, te je iz tog razloga testiran značajan broj potencijalnih faktora koji mogu uticati na potrošnju električne energije. Tokom selekcije relevantnog seta faktora

nije korišćen kriterijum izbora parametara koji pojedinačno daju najbolje rezultate, već je usvojen skup faktora za koji je, onda kada se u prognozi potrošnje iskoriste svi zajedno, dobijena minimalna vrednost načinjene greške.

Takođe, pojedini faktori koji pokazuju dobru korelaciju ne mogu biti iskorišćeni iz prostog razloga što je njihova predikcija vrlo zahtevna, odnosno ne može se utvrditi način da se ona adekvatno izvrši. U Elektromreži Srbije do skoro je metodologija izrade prognoze potrošnje bila zasnovana isključivo na jednom faktoru – na bruto domaćem proizvodu. Nakon više od jedne decenije, Plan razvoja prenosnog sistema Republike Srbije za period od 2025. do 2034. godine sadržao je prognozu potrošnje električne energije celog elektroenergetskog sistema koja je urađena prema novoj, unapređenoj metodologiji. Potrošnja države podeljena je u tri kategorije, prognozu potrošnje kupaca električne energije priključenih na prenosni sistem, prognozu potrošnje električnih vozila i prognozu potrošnje distributivnog sistema. Metodologija predstavljena u nastavku bazirana je na onoj opisanoj u navedenom Planu.

Testiranjem različitih faktora uticaja na konzum električne energije distributivnog sistema u nekoj godini (n) došlo se do finalne liste od pet faktora koji su zajedno dali najbolje rezultate iz perspektive preciznosti vršenja prognoze:

- potrošnja električne u prethodnoj godini (n-1);
- bruto domaći proizvod – korigovane vrednosti;
- broj stanovnika;
- srednja maksimalna dnevna temperatura u godini;
- srednja minimalna dnevna temperatura u godini.

2.1 Potrošnja električne energije u prethodnoj godini

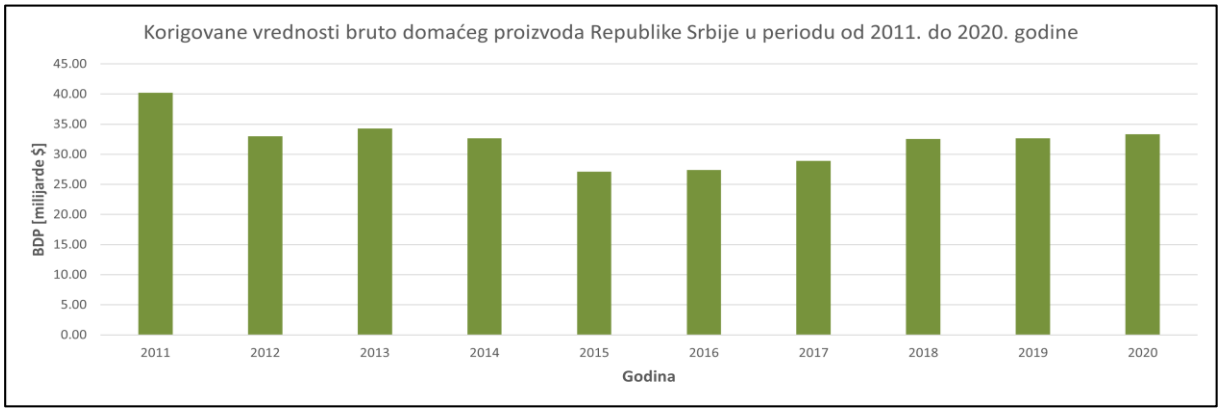
Prvi faktor koji je uzet u obzir jeste vrednost ostvarene potrošnje u prethodnoj (n-1) godini. Na ovakav način dobija se set podataka koji je za jednu godinu smaknut od realnih vrednosti i uvažava se uticaj priraštaja u vremenskom intervalu od deset godina za koji su ulazni podaci bili dostupni. Svi ulazni podaci o ostvarenoj potrošnji preuzeti su iz javno dostupnih Godišnjih tehničkih izveštaja EMS AD. Ovi dokumenti sadrže podatke o energiji koja je iz prenosnog sistema predata u distributivni sistem, nadležnom operatoru. Prikazane vrednosti sadrže sve gubitke u distributivnom sistemu, počevši od onih u transformatorima čiji se primar nalazi na visokom naponu. Ovi podaci ne sadrže gubitke u prenosnom sistemu, ali oni za potrebe izrade ovog rada i samu metodologiju nisu relevantni.

2.2 Bruto domaći proizvod – korigovane vrednosti

Najvažniji kriterijum ekonomskog stanja jedne države može se predstaviti jednim parametrom – bruto domaćim proizvodom (skraćeno – BDP). BDP je ukupna vrednost svih blaga i usluga koje su proizvedene u toj državi tokom vremenskog intevala od jedne godine. U skladu sa time, BDP predstavlja meru ekonomske aktivnosti posmatrane države, te se, kao takav, i koristi kao lako razumljiv indikator pomoću koga se može pratiti rast njene ekonomije.

Podaci o ostvarenom BDP, kao i prognoziranim vrednostima istog mogu se preuzeti iz više izvora. Najrelevantniji svetski izvor koji sagledava BDP različitih država je Međunarodni monetarni fond (MMF). Međutim, na internet prezentaciji Međunarodnoj monetarnog fonda svi podaci prikazani su u odnosu na trenutne cene. Dakle, ovo znači da vrednosti BDP u 2015. godini nisu iste ukoliko se posmatraju pet ili deset godina kasnije, pošto su te vrednosti svedene na današnju vrednost, odnosno prikazane su prema trenutnim cenama. Ovakav pristup može dovesti do nemogućnosti da se postupak prema ovoj metodologiji lako ponovi, jer bi se ulazni podaci menjali svake godine. Iz ovog razloga, neophodno je postaviti jednu godinu za referentnu kako bi se održala tačnost ulaznih podataka.

Uz BDP, internet stranica Međunarodnog monetarnog fonda sadrži i podatke o inflatornim prilikama jedne države u prethodnih nekoliko decenija. Upravo je inflacija dodatni faktor koji je bio iskorišćen za dobijanje korigovanih vrednosti BDP. Naime, set ulaznih podataka potrebnih za ovaj rad formiran je za period od 2011. do 2020. godine. Korigovani BDP dobijen je na sledeći način: vrednost BDP-a iz 2010. godine, godinu dana pre početka potrebnog intervala ove metodologije, uzeta je za referentnu. Nakon toga, vrednosti BDP korigovane su tako što su inicijalne vrednosti deljene stopom inflacije n-te godine u odnosu na 2010. godinu. Primera radi, za 2011. godinu korigovani BDP je bio količnik inicijalne vrednosti i stope inflacije iz 2011. godine. Za 2015. godinu korigovani BDP dobijen je kao količnik inicijalne vrednosti i prozvoda pojedinačnih iznosa inflacije za sve godine od referentne do aktuelne godine (to jest, inflatornih stopa iz perioda od 2011. do 2015. godine). Te korigovane vrednosti date su na Slici 2.s

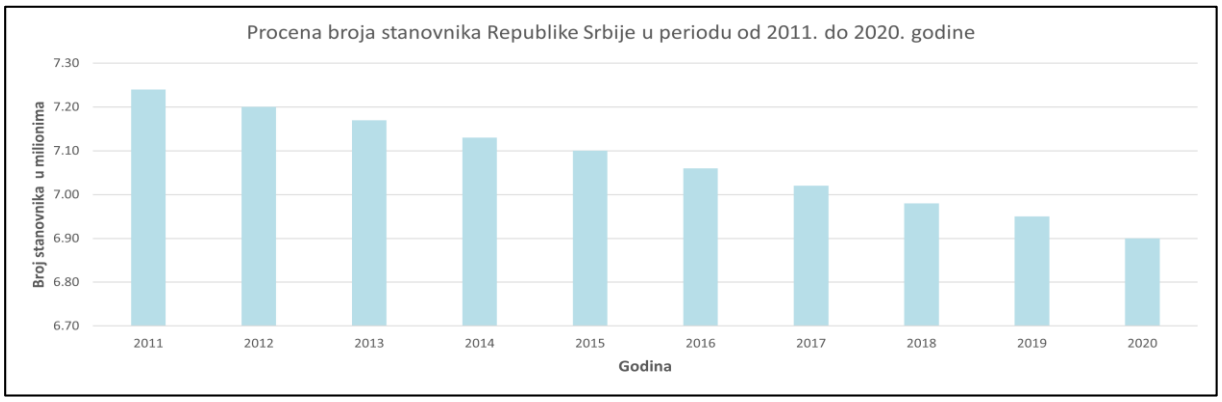


Slika 2 – Korigovane vrednosti bruto domaćeg proizvoda Republike Srbije u periodu od 2011. do 2020. godine.

2.3 Broj stanovnika

U Republici Srbiji postoji trend smanjenja broja stanovnika već nekoliko decenija. Jedini popis stanovništva koji spada u interval ulaznih podataka je vršen 2011. godine. Poslednji zvaničan popis rađen je 2022. godine, ali njegovi rezultati u ovom radu nisu uvaženi. Na osnovu dostupnih procena između dva zvanična popisa, odnosno do 2020. godine, relevantne agencije tvrdile su da Republika Srbija godišnje ima između 30 i 50 hiljada stanovnika manje.

U odnosu na poznate podatke (2011. godina), za svaku narednu godinu pretpostavljen je broj stanovnika manji za 40 hiljada (srednja vrednost procena datih od strane stručnih agencija). Ovaj postupak svakako nije najtačniji, ali osim zvaničnog popisa stanovništa koji se obično vrši na svakih 10 godina, ne postoji adekvatan način da se utvrdi koliko je svake godine stanovnika manje u odnosu na prethodnu godinu. U svakom slučaju je smatrano da se ovim postupkom vrši aproksimacija kretanja broja stanovnika koja je dovoljno precizna za potrebe izrade ove prognoze. Izuzetak od tog pravila je 2020. godina u kojoj je pretpostavljen nešto veći pad broja stanovnika izazvan globalnom pandemijom virusa COVID-19 koji je i u Srbiji povećao broj smrtnih slučajeva u odnosu na neke prethodne godine. Na Slici 3 prikazana je procena broja stanovnika Republike Srbije u izabranom periodu od 2011. do 2020. godine.



Slika 3 – Procena broja stanovnika Republike Srbije u periodu od 2011. do 2020. godine.

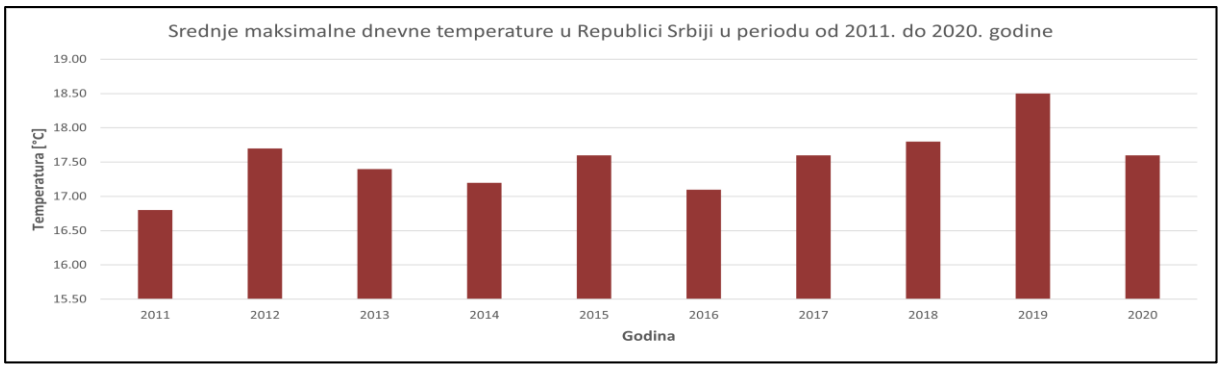
Pad broja stanovnika ne mora nužno značiti i srazmeran pad potrošnje električne energije distributivnog sistema, ali se može tvrditi da bi postojale veće šanse za rast potrošnje da pomenutog pada populacije nije bilo. Još uvek je u toku elektrifikacija mnogih objekata, ali se istovremeno razvijaju i svi pojedinačni uređaji koji koriste električnu energiju tako da budu što efikasniji. Varijacije cene elektične energije mogu doprineti navikama potrošača, tako da, ukoliko je ova cena niža, značajan deo stanovništva neće strogo voditi računa o racionalnoj upotrebi uređaja.

2.4 Srednja maksinalna dnevna temperatura

Globalno zagrevanje je pojava koja je aktuelna već decenijama i, kao takva, potvrđena kroz veliki broj testova i merenja. Srednja godišnja temperatura u svetu je veća nego krajem prošlog veka. U Srbiji je takođe prisutan porast srednje maksimalne dnevne temperature na nivou jedne godine. Faktor temperature je veoma uticajan na potrošnju distributivnog sistema, a njegov uticaj na konzum dodatno dobija na značaju većom klimatizacijom domaćinstava, komercijalnih i javnih prostora. Upravo su komercijalni i javni prostori poput opština, bolnica i sudova ustanove koje, za razliku od većeg dela prošlog veka, koriste električnu energiju zarad održanja temperature u zatvorenom prostoru tokom čitave godine. Upravo zbog toga se u čitavoj kontinentalnoj Evropi letnja vršna vrednost potrošnje približila zimskoj, što nije bio slučaj u ranijim decenijama u kojima klimatizacija nije bila prisutna u ovoj meri.

Promena klime uslovila je potrošače da tokom čitavog dana koriste rashladne uređanje, posebno u većim urbanim sredinama. Migracije stanovnika iz ruralnih u urbane sredine su još uvek aktuelne i česte i doprinose sve većem broju stanovnika u gradovima. Klima planete Zemlje se karakteriše velikom inercijom i svi faktori koji dovode do uspostavljanja trendova kakve imamo danas prisutni su veći broj decenija, pa i vekova unazad. Zbog ovoga, jasno je da će se u narednim godinama i decenijama ovaj trend nastaviti, te da je povećanje srednje godišnje temperature neminovno. Kako bi se posledice ovoga sanirale, ulažu se značajni napori da se slojevi Zemljine atmosfere oporave što je brže moguće, što bi značajno usporilo i primirilo rast temperature i eventualne konsekvence po stanovništvo.

Osim ovoga, u prethodnih nekoliko godina došlo je do porasta broja takozvanih tropskih noći tokom letnjih meseci. O značaju temperaturnog faktora govori i to što kompanije koje se bave proizvodnjom električne energije neretko svoje prognoze potrošnje, odnosno proizvodnje baziraju na temperaturnom faktoru. Podaci o srednjoj maksimalnoj temperaturi u Republici Srbiji preuzeti su iz godišnjih biltena koje na svojoj internet stranici svakog januara javno objavljuje Republički hidrometeorološki zavod (RHMZ) Republike Srbije. Ovi podaci su predstavljeni na Slici 4.

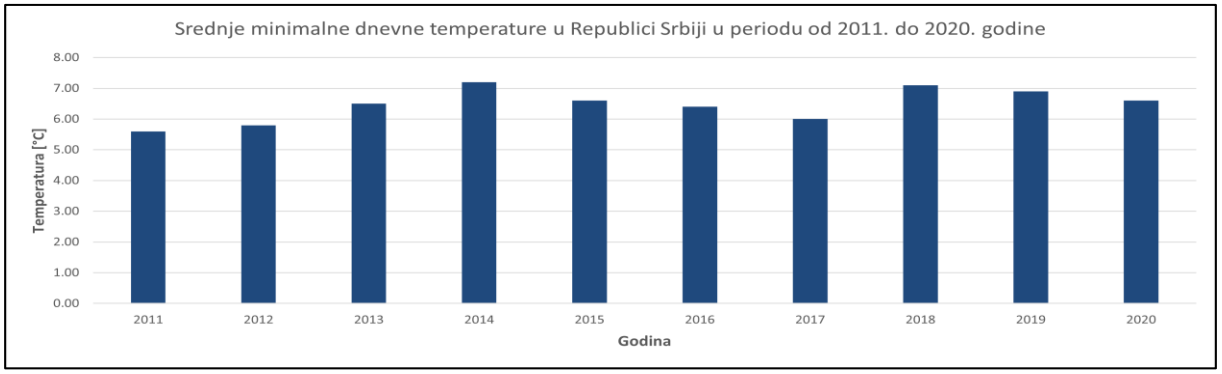


Slika 4 – Srednje maksimalne dnevne temperature u Republici Srbiji u periodu od 2011. do 2020. godine.

2.5 Srednja minimalna dnevna temperatura

Poslednji faktor koji je uvažen u predmetnoj metodologiji je srednja minimalna dnevna temperatura. Poređenjem istorijskih vrednosti tog faktora i vrednosti potrošnje električne energije jednostavno se dolazi do zaključka da je u proteklih nekoliko decenija ovaj faktor pokazivao najveći stepen korelacije sa vrednostima potrošnje električne energije. Niska srednja minimalna temperatura u pojedinačnoj godini siguran je indikator da je potrošena energija u toj godini bila veća od prosečne. Bez obzira na različita goriva koja se koriste u domaćinstvima radi zagrevanja prostora, primetan je porast potrošnje električne energije u uslovima natprosečno hladnih zima, što govori o tome da se značajan stepen domaćinstava za grejanje i dalje oslanja na električnu energiju (prevashodno na TA peći).

Mnogi investitori danas prilikom izgradnje kolektivnih stambenih zgrada i dalje primenjuju sisteme za grejanje, odnosno hlađenje koji proizvode toplotnu energiju korišćenjem električne. Ipak, ove sisteme ne treba poistovetiti sa ranije pomenutim TA pećima, niti bi trebalo njihovu potrošnju smatrati identičnom onoj koja je odgovarala tim pećima. Tome doprinosi i to što se danas i u kontenentalnoj Evropi, i na Balkanu sve više vodi računa o energetskoj efikasnosti domaćinstava. Mere energetske efikasnosti se u najvećoj meri odnose na kvalitetniju izvedbu spoljašnje fasade, termo-izolacije i ugradnju stolarije koja značajno efikasnije održava temperaturu unutrašnjeg prostora. Ove mere bi trebalo da dugoročno doprinesu smanjenju električne energije korišćene za potrebe regulacije temperature u domaćinstvima, javnim i komercijalnim prostorima. Ipak, kako je trend pomenut u prethodnom pasusu još uvek prisutan, to se ovaj faktor i dalje smatra relevantnim za prognozu. Kao i za srednju maksimalnu temperaturu, sve vrednosti srednje minimalne dnevne temperature preuzete su sa internet stranice RHMZ i prikazane su na Slici 5.



Slika 5 – Srednje minimalne dnevne temperature u Republici Srbiji u periodu od 2011. do 2020. godine .

2.6 Postupak

U prethodnim potpoglavljima opisani su faktori koji su uvaženi prilikom formiranja metodologije. Potrebno je bilo objediniti sve te faktore i formirati ciklus u kome se, počevši od istorijskih vrednosti potrošnje električne energije, dolazi do prognoziranih vrednosti. Postupak se može podeliti u dve celine. Prvo je neophodno utvrditi korelaciju između grupe faktora i ostvarene potrošnje električne energije. Nakon što se ovo obavi je neophodno i prognozirati buduće vrednosti svih faktora na koje će biti primenjene zavisnosti koje su bile ispitane u prvom delu postupka.

2.6.1 Linearna regresija

Stepen korelacije istorijskih vrednosti faktora i ostvarene potrošnje se utvrđuje preko primene višestruke linearne regresije na sve izabrane ulazne podatke. Model koji je primenjen može se opisati obrascem (1), datim u nastavku.

$$W_{Dn} = \alpha + \beta_1(W_{Dn-1}) + \beta_2(T_{nsrmax}) + \beta_3(T_{nsrmin}) + \beta_4(P_n) + \beta_5(kGDP_n) \quad (1)$$

Značenje svake od oznaka u obrascu (1) je:

W_{Dn} – potrošnja električne energije distributivnog sistema u godini n [GWh];

$W_{Dn\text{-}1}$ – potrošnja električne energije distributivnog sistema u godini n-1 [GWh];

T_{nsrmin} – srednja minimalna temperatura vazduha u godini n [°C];

T_{nsrmax} – srednja maksimalna temperatura vazduha u godini n [°C];

P_n – populacija Republike Srbije bez AP KiM u godini n (у милионима);

GDP_n – korigovani bruto domaći proizvod u godini n [milijarde $];

$\alpha, \beta_1, \beta_2, \beta_3, \beta_4, \beta_5$ – koeficijenti linearne regresije.

U Tabeli I, prikazanoj u nastavku, navedene su vrednosti koeficijenata linearne regresije dobijene proračunom.

Koeficijent linearne regresije	Vrednost koeficijenta
α	4338,3
β_1	-048063
β_2	218,5879
β_3	-730.047
β_4	-168.096
β_5	87.30622

Svaka od vrednosti koeficijenata navedenih u Tabeli I odgovara jednom od faktora. Ovim vrednostima množe se prognozirane vrednosti svakog pojedinačnog faktora u metodologiji, za svaku od godina za koju se vrši proračun.

U softverski paket Excel uneti su svi odabrani ulazni podaci i primenjena je višestruka linearna regresija. Rezultat tog proračuna su koeficijenti linearne regresije. Preciznost proračuna se uobičajeno procenjuje uz pomoć veličine koja se obeležava sa r^2. Ovaj parametar može imati vrednost između 0 i 1, pri čemu viša vrednost označava bolju korelaciju između odabranih faktora i ciljane veličine, u ovom slučaju potrošnje. Konkretno, za linearnu regresiju se svaka vrednost ovog faktora koja prevazilazi graničnu vrednost od 0,9 smatra pokazateljem izuzetne korelacije između ulaznih podataka i ciljane veličine. U slučaju koji je razmatran u ovom radu, vrednost parametra r^2 dobijena kombinovanjem navedenih faktora iznosi čak 0,96. Ukoliko bi se koristili pojedinačni faktori ili manja grupa istih, parametar r^2 bi bio značajno manji, odnosno bila bi postignuta manja korelacija. Dokaz za tu tvrdnju može se naći u Tabeli II, u kojoj se nalaze vrednosti indikatora r^2 za više slučajeva u kojima su usvojeni različiti ulazni podaci.

Uvaženi faktori	Preciznost linearne regresije (r^2)
Korigovani BDP	0.000865
Populacija	0.034888
Srednja minimalna temperatura	0.553380
Srednja maksimalna temperatura	0.143617
Korigovani BDP i potrošnja (n-1)	0.021991
Populacija i potrošnja (n-1)	0.063093
Temperature i potrošnja (n-1)	0.556430
Korigovai BDP i populacija	0.516738
Korigovani BDP i temperature	0.724139
Populacija i temperature	0.618774
Svi faktori	**0.959463**

Tabela II – Preciznost linearene regresije u zavisnosti od uvaženih faktora

Kao što se može zaključiti na osnovu prethodne tabele, sasvim je logičan izbor bio da se uvaži upravo navedena kombinacija faktora i skup koeficijaneata linearne regresije koji je dobijen za nju. Ti koeficijenti linearne regresije će biti iskorišćeni u kombinaciji sa prognoziranim vrednostima svih izabranih faktora (shodno obrascu (1)), čime će se dobiti prognozirane vrednosti potrošnje za relevantni vremenski period. Koeficijenti zapravo predstavljaju meru udela pojedinačnog faktora u ukupnoj vrednosti prognozirane potrošnje električne energije u svakoj godini.

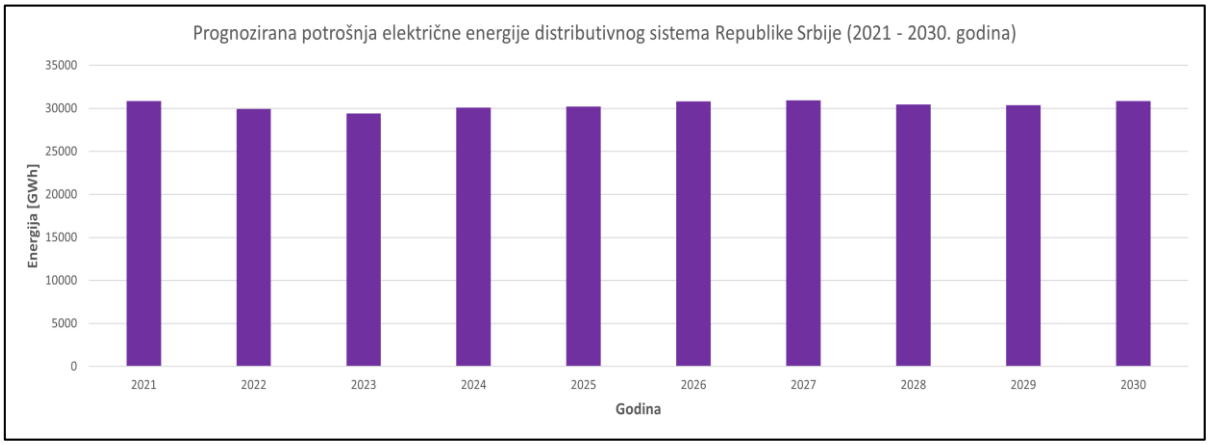
2.6.2 *Forecast sheet* alat

Nakon odabira faktora i sprovedene linearne regresije neophodno je izvršiti prognozu vrednosti svih pojedinačnih faktora kako bi se na te vrednosti primenili koeficijenti linearne regresije i dobile konačne prognozirane vrednosti potrošnje u budućnosti. U okviru programskog paketa Excel postoji *Forecast sheet* alat. Ovaj alat je baziran na upotrebi algoritma trostrukog eksponencijalnog izglađivanja (eng. *Exponential Triple Smoothing*) koji poravnava manja odstupanja primećena u prethodnim sekvencama podataka detektovanjem obrazaca. Verzija algoritma koja je korišćena je AAA (eng. *additive error, additive trend, additive seasonality*). Alat funkcioniše tako što se bira set ulaznih podataka na osnovu kog on vrši predikciju u *n* budućih godina. Dakle, za svaki faktor pojedinačno je na osnovu ostvarenih vrednosti u periodu od 2011. do 2020. godine izvršena prognoza vrednosti za narednih pet godina. Zatim, dobijeni podaci su množeni za svaku godinu sa relevantnim koeficijentima linearne regresije, nakon čega su pojedinačne vrednosti sabrane i dobijene su prognozirane vrednosti potrošnje, u skladu sa obrascem (1).

3 REZULTATI

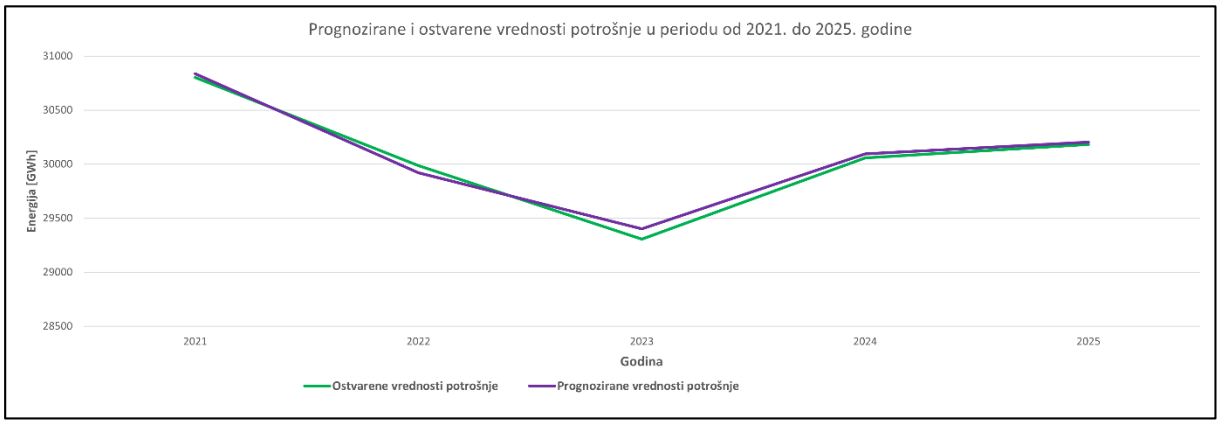
Nakon što su potrebni koeficijenti linearne regresije utvrđeni, opisana metodologija i postupak iz prethodnog poglavlja primenjeni su na prvih deset godina nakon intervala ulaznih podataka. Dobijene su vrednosti potrošnje koje predstavljaju ukupnu potrošnju električne energije na pragu distributivnog sistema. Na Slici 6 su prikazane vrednosti potrošnje električne energije distributivnog sistema Republe Srbije za period od 2021. do 2030. godine.

Kako je, u trenutku pisanja ovog rada, verifikaciju ovih rezultata bilo moguće obaviti za prvih pet godina iz perioda na koji se prognoza odnosi (to jest, za period od 2021. do 2025. godine), to će naredno razmatranje biti fokusirano upravo na taj period. Sa slike 6 može se zaključiti da prognoza predviđa da će u pet godina nakon referentne godine (2020) potrošnja distributivnog sistema Republike Srbije blago oscilovati oko iznosa od 30 TWh, te da je prisutan trend stagnacije i stabilizacije vrednosti potrošnje energije. U procesu izrade Plana razvoja upravo bi se poslednja od ovih godina (n+5) koristila kao jedna od presečnih godina za potrebe mrežnih analiza i potrošnja za tu godinu bi predstavljala ulazni podatak na osnovu kog bi se dalje mogli definisati profil potrošnje i vršna snaga u godini.



Slika 6 – Prognozirana potrošnja električne energije distributivnog sistema R. Srbije (bez AP KiM) u periodu od 2021. do 2030. godine

Što se tiče verifikacije, ona je zasnovana na tome da je prvi deo intervala za koji se u ovom radu izrađuje prognoza potrošnje prošao, dostupni su realni podaci o ostvarenoj potrošnji u tom periodu. Ti podaci potiču iz istog izvora i merenja kao i oni za period od 2011. do 2020. godine i mogu se smatrati tačnim i relevantnim za poređenje. Na Slici 7 prikazani su rezultati petogodišnje prognoze potrošnje uporedo sa ostvarenim vrednostima u tom periodu.



Slika 7 – Prognozirane i ostvarene potrošnje električne energije distributivnog sistema R. Srbije (bez AP KiM) od 2021. do 2025. godine

Prognozirane vrednosti potrošnje u potpunosti prate stvarne trendove kretanja potrošnje tokom testiranog intervala. Osim samih trendova (porast ili opadanje vrednosti potrošnje u državi u nekom periodu), te prognoze u bitnoj meri prate i apsolutne ostvarene vrednosti potrošnje u sistemu, o čemu svedoči i velika podudarnost između ljubičaste i zelene linije na Slici 7. Najveće odstupanje se javlja za 2023. godinu i iznosi 95 GWh što predstavlja odstupanje od svega 0,32% u odnosu na ostvarenu vrednost konzuma u toj godini. O preciznosti razvijene metodologije govori i to što je prosečno odstupanje prognoziranih i ostvarenih vrednosti tokom petogodišnjeg intervala iznosi 0,17%, što ukazuje na veoma visok stepen preklapanja između sprovedenih prognoza i potrošnji koje su merene u sistemu.

4 ZAKLJUČAK

Metodologija opisana u ovom radu ima za cilj da ispita zajedničku korelaciju grupe faktora i ostvarenih vrednosti potrošnje električne energije. Ona se temelji na pronalaženju većeg broja faktora od kojih ta potrošnja zavisi, čime se eliminiše zavisnost samo od jednog od njih i eventualne nepreciznosti do kojih bi moglo doći ukoliko bi se neki od relevantnih faktora zanemario. Prednost metodologije je ta što se sami faktori mogu menjati u svrhe ispitivanja njihove grupne korelacije sa potrošnjom električne energije sve dok se ne pronađe grupa faktora koja za dostupne podatke daje najpreciznije rezultate, nakon čega bio se prognoza uradila uz uvažavanje upravo tog skupa faktora.

Glavni cilj same prognoze potrošnje električne enegije prilikom planiranja razvoja sistema jeste predstavljanje očekivanog trenda rasta, to jest stagnacije potrošnje. Nezahvalno je striktno gledati bilo koju pojedinačnu godinu, već treba posmatrati višegodišnji interval. U radu je za samu prognozu odabran interval od deset godina, dok je za verifikaciju rezultata iskorišćen period od pet godina koji se i može smatrati minimalnim uzorkom na kom je moguće adekvatno sprovesti proveru. Metodologija se bazira na prognozi trenda svakog pojedinačnog faktora i treba imati u vidu da odabir faktora treba izvršiti u skladu s time u kojoj meri ih je moguće adekvatno prognozirati.

Iz odabrane grupe faktora primetno je da su u periodu od 2011. do 2020. godine najbolju korelaciju sa ostvarenom potrošnjom imale srednje minimalne temperature. Odatle se vidi da je to još uvek parametar koji najbolje oslikava ukupnu potrošnju električne energije. Tokom godina može doći do promene i preovladavanja nekog drugog faktora na tom polju, pri čemu ova metodologija nudi mogućnost da se upravo ovo istakne i primeti. Samo prognoziranje temperature je veoma zahtevno i gotovo nemoguće za jednu pojedinačnu godinu. Međutim, istorijski podaci nam govore o svojevrsnom trendu koji se ne može lako i brzo promeniti zbog vrlo izražene inercije klimatskih prilika.

Najvažniji pokazatelj u rezultatima je taj što prognoza prati stvarni trend u posmatranom petogodišnjem intervalu. Odstupanja tokom pojedinačnih godina mogu biti i veća, ali pokazalo se da se srednjeročni trend može zaključiti na osnovu prognoze i to sa velikom tačnošću. Treba naznačiti i da će tokom izrade Plana razvoja ova metodologija biti konstantno testirana na svake dve godine, čime će se vršiti provera u odnosu na stvarne, ostvarene rezultate.

Rezultati daju jasan signal da će potrošnja električne energije distributivnog sistema Republike Srbije biti stabilna, uz blagu stagnaciju tokom godina, kako i jeste sličaj u prethodnih deset do petnaest godina. Takođe, nije izvršena nikakva dodatna kategorizacija distributivne potrošnje, jer je smatrano da kategorizacija neće značajnije doprineti kvalitetu prognoze. Ipak, to može biti tema za nastavak istraživanja i otvoriti prostor za dalja unapređenja metode.

Metodologija se bazira i koristi isključivo dva alata, odnosno proračuna, sa ciljem da može biti sprovedena brzo i jednostavno, i to tako da se lako mogu praviti različiti scenariji na osnovu različitih ulaznih podataka. Ovi alati su dostupni u programskom paketu Excel i veoma su jednostavni za korišćenje. Opisana metodologija razvijena je u Direkciji za razvoj Elektromreže Srbije za potrebe izrade prognoze potrošnje u okviru Plana razvoja prenosnog sistema i biće primenjena u Planu razvoja prenosnog sistema za period od 2027. do 2036. godine koji se trenutno izrađuje. i to u svrhe prognoziranja potrošnje distributivnog sistema Republike Srbije za predstojećih deset godina.

LITERATURA

[1] Plan razvoja prenosnog sistema Republike Srbije za peiod od 2025. do 2036. godine, javno dostupno na stranici: https://ems.rs/ planovi-razvoja/.
[2] Integrisani nacionalni energetski i klimatski plan Republike Srbije za period do 2030. sa vizijom do 2050. godine; 2023, dostupno na internet stranici: (https://www.mre.gov.rs/), pristupljeno u februaru 2026. godine.
[3] International Monetary Fund. European Dept.; Republic of Serbia: Third Review Under the Stand-By Arrangement and Request for Modification of Performance Criteria-Press Release; Staff Report; and Statement by the Executive Director for Republic of Serbia; IMF Staff Country Reports 2024, 202 (2024), pristupljeno u februaru 2026. godine, https://doi.org/10.5089/9798400278365.002.
[4] Republički hidrometeorološki zavod Srbije, Godišnji bilten za Srbiju – 2024. godina; 2025, dostupno na internet stranici: https://www.hidmet.gov.rs/, pristupljeno u februaru 2026. godine.
[5] EMS a.d., Godišnji tehnički izveštaj za 2024. годину; 2025, javno dostupno na stranici: https://ems.rs/tehnicki-izvestaji/, pristupljeno u februaru 2026. godine.

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R5-02

DESETOGODIŠNJI PLANOVI KAO TEMELJ ZA PLANIRANJE I RAZVOJ DISTRIBUTIVNE MREŽE

TEN-YEAR PLANS AS A BASIS FOR PLANNING AND DEVELOPING THE DISTRIBUTION NETWORK

Sandra HUTTER, Hrvatska energetska regulatorna agencija (HERA), Republika Hrvatska*

KRATAK SADRŽAJ

U članku ćemo predstaviti koncept i strukturu desetogodišnjeg plana razvoja distributivne mreže (dalje: 10G Plan). Predstavićemo ciljeve razvoja, potrebna finansijska ulaganja, pružiti osnovne informacije o mreži i ukratko opisati metodologiju razvoja distributivne mreže. Sprovođenje 10G Plan-a je neophodno kako bi se očuvala bezbednost i pouzdanost snabdevanja energijom, što zahteva investicije za obnovu mrežne infrastrukture. Tri glavna cilja 10G Plan-a trebalo bi da budu poboljšanje kvaliteta snabdevanja, povećanje kapaciteta mreže i stvaranje čvrstih temelja za održivi rast u narednoj deceniji. U Republici Hrvatskoj, HEP-Operator Distribucijskog Sustava d.o.o. (HEP-ODS) pruža javnu uslugu distribucije električne energije i odgovoran je za rad, upravljanje, održavanje, razvoj i izgradnju distributivne mreže, kao i za obezbeđivanje dugoročne sposobnosti mreže da zadovolji razumne zahteve za distribuciju električne energije. U članku ćemo takođe dati osnovne podatke o mreži (dužina, broj kupaca, potrošnja i vršna opterećenja itd.) koju opslužuje HEP-ODS. Kriterijumi planiranja omogućavaju identifikaciju problema u razvoju i osiguravaju da planovi adekvatno rešavaju zahteve za uslugom. Kriterijumi planiranja distributivne mreže obrađeni su kroz sledeće glavne zahteve: treba održavati ograničenja napona, (N-1) planiranje za nepredviđene situacije, obezbediti pouzdano i sigurno snabdevanje električnom energijom. U fazi planiranja takođe treba osigurati da su ispunjeni sledeći kriterijumi: treba poštovati normalna ograničenja nominalnog kapaciteta distributivne opreme, pad napona, kao i fluktuacije napona, treba da budu unutar dozvoljenih granica i treba razmotriti planove zamene stare/istrošene opreme na kraju životnog veka. Dugoročni cilj, kako je projektovano u 10G Plan-u, jeste stvaranje distributivne mreže sa samo jednim srednjonaponskim nivoom mreže od 20 kV i jednom direktnom transformacijom od 110/20 kV. Prelazak će biti izvršen na sledeći način: 1. Uvođenje direktne transformacije 110/10(20) kV 2. Ukidanje srednjonaponske mreže 35(30) kV 3. Zamena mreže 10 kV mrežom 20 kV. Uvođenje jedinstvenog sistema direktne transformacije 110/20 kV smanjiće veličinu mreže 35 kV, a postojeći koridori i kablovi od 35 kV biće prenamenjeni za nadzemne vodove 110 kV i kablove 20(10) kV. 10G Plan će obezbediti budžetske i ekonomske analize za projektovane kapitalne investicije, utvrditi listu prioritetnih područja kojima je potrebna nadogradnja infrastrukture i identifikovati izvore investicija. Prikazaćemo procenjena ulaganja u razvoj distributivne mreže za desetogodišnji period (2025.-2034.) prema različitim kategorijama. 10G Plan bi trebao omogućiti blagovremena i efikasna ulaganja u infrastrukturu, omogućiti praćenje planiranja i izgradnje kapitalnih objekata (110/x kV trafostanica i vodova), uspostaviti dugoročne planove za povezivanje prenosnih i distributivnih mreža, te omogućiti prihvat velikog broja obnovljivih izvora kao i osigurati prostorni razvoj distributivne mreže.

Ključne reči: Kriterijumi planiranja, desetogodišnji plan razvoja distributivne mreže, kapacitet mreže, obnovljivi izvori, kvaliteta snabdevanja

ABSTRACT

In the article, we will present the concept and structure of the ten-year distribution network development plan (hereinafter: TYNDP). We will present development goals, necessary financial investments, provide basic information about the network and briefly describe the distribution network development methodology. The implementation of the TYNDP is necessary to preserve the safety and reliability of the energy supply, which requires investments for the renewal of the grid infrastructure. The three main goals of the TYNDP should be the improvement in supply quality, an increase in grid capacity and creation of the solid foundations for sustainable growth in the next decade. In Republic of Croatia, HEP-Distribution System Operator Ltd., provides the public

* Sandra Hutter shutter@hera.hr

service of electricity distribution, and is responsible for the operation, management, maintenance, development, and construction of the distribution network, as well as for ensuring the long-term capability of the network to satisfy reasonable requirements for the distribution of electricity. In the article, we will also provide basic information about the network (length, number of customers, consumption and peak loads, etc.) served by HEP-ODS. Planning criteria allows the identification of developing problems and ensure that plans adequately address service requirements. Planning criteria for distribution network are addressed through following main requirements: - Voltage limits should be maintained, - (N-1) Contingency Planning, - provide a reliable electricity supply, - provide a secure electricity supply. In the planning stage it should also be insured that the following criteria are fulfilled: - normal rating capacity limits of the distribution equipment should be respected, - voltage drop as well as voltage fluctuations should be inside allowed thresholds, - replacement plans of the old/worn out equipment at the end of the life span should be regarded. The long term goal as projected in the TYNDP, is to create a distribution network with only one medium voltage network level of 20 kV and one direct transformation of 110/20 kV. The transition will be executed as follows: 1. Introduction of 110/10(20) kV direct transformation 2. Elimination of the 35(30) kV medium voltage grid 3. Replacement of the 10 kV grid with the 20 kV grid. The introduction of a unique 110/20 kV direct transformation system, will reduce the size of the 35 kV grid and the existing 35 kV corridors and cables will be repurposed for 110 kV overhead lines and 20(10) kV cables, respectively. TYNDP will provide budgetary and economic analyses for the projected capital investments, establish a list of priority areas in need of infrastructure upgrades and identify investment sources. TYNDP should enable timely and efficient infrastructure investments, enable monitoring of the planning and construction of capital facilities (110/x kV substations and lines), establish a long term plans for connecting transmission and distribution networks, and enable the acceptance of a large number of renewable sources as well as ensure the spatial development of the distribution network.

Keywords: Planning criteria, ten-year distribution network development plan, grid capacity, renewable sources, supply quality

UVOD

HEP-operator distributivnog sistema, pruža javnu uslugu distribucije električne energije i odgovoran je za rad, upravljanje, održavanje, razvoj i izgradnju distributivne mreže, kao i za obezbeđivanje dugoročne sposobnosti mreže da zadovolji razumne zahteve za distribuciju električne energije. HEP-ODS opslužuje približno 2.548.700 stambenih, komercijalnih i industrijskih kupaca. Područje koje kompanija pokriva obuhvata približno 56.594 km2 i podeljeno je na 21 distributivno područje. Sistem isporuke HEP-ODS-a obuhvata približno 143.517 km, od čega 88.586 km nadzemnih distributivnih vodova, 54.931 km podzemnih ili podmorskih kablova i 27.289 trafostanica. Navedeni podaci odnose se na dostupne podatke iz zadnjeg odobrenog 10G plana za razdoblje 2025.-2034. [1] i stanje se odnosi na podatke o mreži na dan 31. prosinca 2023. Ukupna potrošnja električne energije distributivne elektroenergetske mreže u 2024. godini iznosila je 17.126 GWh TWh. Vršno opterećenje elektroenergetskog sistema u 2024. godini iznosilo je 3.363 MW. Zadnjih desetak godina vršno opterećenje hrvatskog elektroenergetskog sistema pojavljuju se tokom letnjih meseci. Distributivna mreža ima dve šeme transformacije: 110/35(30) kV zajedno sa 35(30)/10 kV i direktnom transformacijom 110/10(20) kV i tri srednjenaponska mrežna nivoa od 35(30) kV, 20 kV i 10 kV.

1 PLANIRANJE RAZVOJA DISTRIBUCIJSKE MREŽE

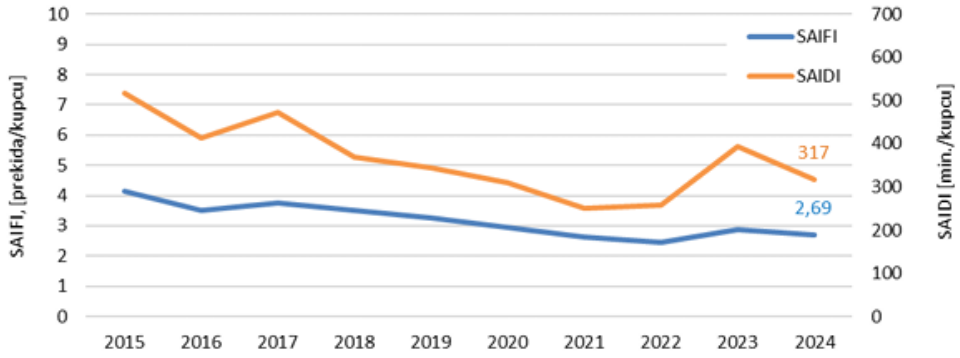
1.1 Temeljne pretpostavke

Razvoj distribucijske mreže planira se s ciljem osiguravanja sigurnosti opskrbe (sposobnosti mreže da omogući isporuku električne energije iz mreže i preuzimanje električne energije u mrežu), osiguravanja dopuštenih odstupanja napona i pouzdanosti napajanja (pokazatelji SAIDI, SAIFI i CAIDI). Strateške smjernice za razvoj distribucijske mreže su uvođenje izravne transformacije 110/10(20) kV, uvođenje naponske razine 20 kV umjesto 10 kV, integracija distribuiranih izvora električne energije, uvođenje naprednih mreža i smanjenje gubitaka u mreži. Naponske prilike u mreži na mjestima predaje/preuzimanja (obračunskim mjernim mjestima) moraju biti u granicama propisanim normom HRN EN 50160. Pritom se uzimaju u obzir i dodatni kriteriji poput stanja, starosti i važnosti postojećih jedinica mreže, mogućnosti primjene naprednih tehničkih rješenja, tehničkih gubitaka u mreži, omogućavanja priključenja novih korisnika na mrežu i ispunjavanja ekoloških standarda. Dopuštena kriterijumi pouzdanosti napajanja su dani u Tabeli I. Ulaganjima u sistem daljinskog vođenja, automatizaciju mreže, mjerne uređaje i nove tehnologije modernizuje se mreža i povećava efikasnost poslovanja, dok će se predviđenim ulaganjima u poslovnu infrastrukturu osigurati efikasno funkcionisanje operatera distribucijskog sistema.

Tabela I - Kriterijumi pouzdanosti u srednjenaponskoj mreži (za potrebe planiranja)

Tip mreže	SAIDI (min/godišnje)	SAIFI (prekida/godišnje)
Urbana, uglavnom kablovska mreža	120	2
Prigradska područja i veća naselja	240	4
Ruralne mreže	360	8

Prijavljeni indeks prosečne učestalosti prekida sistema (SAIDI) za 2024. godinu iznosio je 2,7 nestanka struje po kupcu, od čega je 29% bilo planiranih prekida. Indeks prosečnog trajanja prekida sistema (SAIDI) iznosio je 317 minuta po kupcu, od čega je 39,6% bilo povezano sa planiranim prekidima struje [2]. Iako indikatori pouzdanosti SAIFI i SAIDI u zadnjih deset godina pokazuju trend poboljšane pouzdanosti snabdevanja električnom energijom u distributivnoj mreži, još uvek postoji prostor za poboljšanje. Indikatori pouzdanosti SAIFI i SAIDI su u poslednje dve godine nešto lošiji u odnosu na trend, uglavnom zbog događaja izazvanih ekstremnim vremenskim prilikama, koji su se ponavljali tokom cele 2024. Aktivnosti vezane za priključenje velikog broja distribuiranih izvora takođe zahtevaju dodatne prekide napajanja zbog sprovođenja testiranja tokom probnog rada.



Slika 1 - Pokazatelji pouzdanosti napajanja u mreži HEP-ODS-a od 2015. do 2024. godine

1.1.1 Mere za smanjenje gubitaka u distribuciji

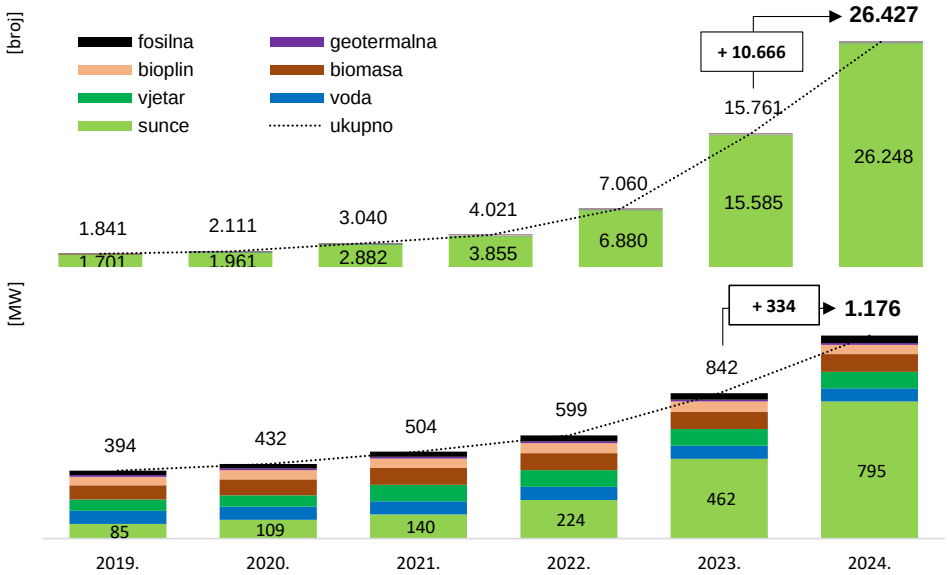
Postavljeni ciljevi smanjenja emisije CO_2, rastuće cene energenata i ostale zakonske i regulatorne obaveze uslovljavaju potrebe za ambicioznijim ciljevima i značajnim smanjenjem gubitaka ispod nekoliko procentnih poena. Ostavreni gubici električne energije u distributivnoj mreži poslednjih godina iznose oko 8% (gledano u odnosu na ukupnu energiju koja je ušla u distributivnu mrežu), najniži zabeleženi gubitak električne energije u desetogodišnjem periodu je u 2022. godini iznosio 7,13%. Do sada primenjene mere u distributivnoj elektroenergetskoj mreži obuhvatale su rekonstrukcije delova mreže sa malim presekom vodiča i dugim deonicama, prelazak srednjenaponske 10 kV mreže na 20 kV napon (gubici u SN mreži smanjuju četiri puta), interpolacijom novih stanica, ugradnju transformatora sa smanjenim gubicima mesta i ugradnji elektronskih brojila. Neophodno je primeniti i napredne, komplementarne metode, koje će omogućiti povrat uloženih sredstava u što kraćem period. Neke od mera za smanjenje gubitaka, npr. ugradnja kompenzacija ili simetrijizacija opterećenja u mreži, korelisaće sa merama poboljšanja kvaliteta napona i merama za poboljšanje pokazatelja pouzdanosti napajanja SAIFI/SAIDI. Rekonstrukcija stanica i zamena starije opreme u stanicama u manjoj meri utiče na gubitke, ali se ovim merama postiže bolja raspoloživost postrojenja i smanjuje se broj kvarova. Ugradnja naprednih brojila poboljšava različite procese: od obračuna, privremenog obustavljanja i uspostavljanja isporuke električne energije do kontrole viška priključne snage, asimetrije potrošnje, kontrole rada obračunskog mernog mesta i identifikacije neovlašćene potrošnje energije. Napredna brojila su opremljena indikatorima prekida napajanja i promena parametara, čime se omogućava otkrivanje neovlašćene potrošnje električne energije putem signalizacije neovlašćenog pristupa uređaju i njegove neovlašćene upotrebe, kao i daljinska privremena obustava isporuke električne energije krajnjem kupcu kod kojeg je otkrivena neovlašćena potrošnja električne energije. Izvesno je da će u narednom periodu biti potrebna i značajna ulaganja u merne uređaje i sistem za prikupljanje i obradu podataka merenja i kontrole, te će se nastaviti sprovođenje višegodišnjeg projekta sa ciljem opremanja svih obračunskih mjernih mjesta korisnika mreže naprednim brojilima do kraja 2029. godine.

1.1.2 Ekstremni vremenski događaji

Očekuje se da će se učestalost ekstremnih vremenskih događaja povećati u narednim godinama, što bi potencijalno moglo dovesti do produženih prekida u snabdevanju električnom energijom. Stoga je jedan od aspekata koji zahteva posebnu pažnju otpornost i brz oporavak distributivne mreže nakon kvarova izazvanih ekstremnim vremenskim uslovima ili „višom silom“. To se može postići uzimanjem u obzir klimatskih promena prilikom procene rizika i planiranja za nepredviđene situacije. Otpornost mreže je sposobnost sistema da prevaziđe poremećaje i postigne brz oporavak nakon događaja male verovatnoće koji imaju veliki uticaj na sistem. Otpornost mreže može se poboljšati na dva načina: 1. povećanjem otpornosti opreme na naprezanje ili 2. smanjenjem vremena oporavka mreže [3]. Na primer, oprema koja se koristi u planinskim područjima trebalo bi da bude otpornija na mehanička naprezanja. Primena prenosivih generatora/agregata ili ugradnja zamenskih modularnih stubova za hitne slučajeve takođe može biti dobro privremeno rešenje, posebno u izolovanim delovima mreže. Projekti koji su već deo investicija u 10G planu, poput napredne daljinske kontrole rada mreže, automatizacije mreže, kabliranja nadzemne mreže, projekti za unapređenih tehnika lokalizacije kvarova u mreži i rekonfiguracije mreže u svrhu bržeg obnavljanje snabdevanja energijom, neće samo poboljšati kontinuitet i kvalitet snabdevanja energijom, već će i povećati otpornost mreže u slučaju ekstremnih vremenskih događaja. Da bi se povećala otpornost mreže, operater distributivnog sistema trebalo bi bar da sprovede programe preventivnog održavanja. Kada je uzrok „viša sila“, mogu se očekivati produženi prekidi koji traju nekoliko dana. Krajnji kupci u udaljenim delovima ruralnih mreža su najizloženiji takvim događajima i pri tome najranjiviji. Da bi se obezbedio isti kvalitet snabdevanja svim krajnjim kupcima potrebno je uložiti značajna sredstva u izgradnju mreže ili rezerve. Tehno-ekonomska analiza koju sprovodi ODS trebalo bi da uzme u obzir troškove rekonstrukcije mreže, troškove neisporučene energije usled događaja izazvanih višom silom i troškove preventivnog održavanja mreže., Mnogi elementi mreže obično se uništavaju tokom ekstremnih vremenskih prilika, na primer, provodnici mogu biti prekinuti zbog nakupljanja leda, a oštećeni izolatori i polomljeni stubovi mogu biti teško dostupni i teško ih je popraviti zbog poplavljenih puteva ili visokih snežnih nanosa. Takvi slučajevi zahtevaju posebne planove za nepredviđene situacije. Kao rezultat investicionih programa u Gorskom kotaru, nakon velikog ledoloma 2014. godine, u kojem je oštećeno preko 500 km nadzemne mreže, više od 70% mreže od 20 kV i 40% mreže niskog napona je danas kablovsko, a investicije u automatizaciju mreže su i dalje u toku. Obe mere značajno smanjuju broj i trajanje nestanka struje [4]. Regulatorna agencija snažno podržava takve programe. Operator distributivnog sistema usvaja i objavljuje godišnje ažuriranje desetogodišnjeg plana razvoja distributivne mreže, koji pruža listu prioritetnih područja kojima je potrebna nadogradnja infrastrukture. Sprovođenje desetogodišnjeg plana razvoja mreže, koji je neophodan za očuvanje bezbednosti i pouzdanost snabdevanja energijom, zahteva investicije za obnovu mrežne infrastrukture. Potrebne investicije u kapitalne objekte u pogođenim područjima (npr. rekonstrukcija transformatorske stanice 110/20 kV Petrinja koja je bila značajno oštećena u zemljotresima u 2020 i 2021 godini koji su pogodili to područje, magnitude M 5.0 i M 6.2 prema Richteru, bile su uključene u 10G Plan, za prve dve godine desetogodišnjeg programa. HERA je odobrila godišnji finansijski amandman nakon zemljotresa kako bi se obezbedila dovoljna sredstva za hitne slučajeve za brzu pomoć pogođenim područjima.

2 INTEGRACIJA DISTRIBUIRANIH IZVORA ELEKTRIČNE ENERGIJE

10G Plan razvoja distributivne mreže uzima u obzir obaveze i strateško opredeljenje na državnom nivou u vezi sa prihvatanjem obnovljivih izvora električne energije. Tokom 2025. godine nastavljen je trend povećanja priključenja elektrana na distributivnu mrežu, posebno malih solarnih elektrana za koje je postupak priključenja pojednostavljen, a koje se grade kao jednostavni objekti. Među njima je takođe primetan najveći broj kupaca sa sopstvenom proizvodnjom, koji isporučuju višak proizvedene električne energije u mrežu. Takođe je primetan porast broja priključaka većih elektrana na srednjem naponu. Smanjenje emisije gasova staklene bašte zahteva fundamentalnu promenu u načinu funkcionisanja energetskih sistema. To podrazumeva povećanje udela obnovljivih izvora energije u energetskom miksu, zamenu dela potrošnje fosilnih goriva (gas, nafta) električnom energijom i prilagođavanje mreža novim zahtevima za fleksibilnost u uslovima sve veće nestabilnosti u proizvodnji električne energije. Planiranju mreže se stoga mora pristupiti u kontekstu velike neizvesnosti u pogledu proizvodnje (snage i lokacije buduće imovine), potrošnje (u smislu nivoa i lokacije) i redundantnosti potrebnih za obezbeđivanje snabdevanja. Broj proizvodnih objekata priključenih na distributivnu mrežu (distribuirani izvori) povećan je za skoro 11.000 u 2024. godini u odnosu na 2023. godinu (gotovo isključivo zbog priključenja solarnih elektrana). Isto tako, povećana je i ukupna priključena snaga distribuiranih izvora, koja je na kraju 2024. godine iznosila 1.176 MW, odnosno 334 MW više nego u 2023. godini, što je povećanje od 40%. Sledeće slike prikazuju povećanje broja i snage distribuiranih izvora po godinama od 2019. do 2024. godine (podaci na kraju godine).



Slika 2 - Broj i priključna snaga distribuiranih izvora električne energije na kraju 2024. godine

U ažuriranom Integrisanom nacionalnom energetskom planu za Republiku Hrvatsku za period od 2021. do 2030. godine (dalje: NECP) od marta 2025. godine usvojeni su ambicioznije ciljeve u vezi sa smanjenjem emisije gasova staklene bašte, kako unutar tako i van sistema trgovine emisionim jedinicama. Povećati će se udeo obnovljivih izvora energije u potrošnji energije, kao i standardi energetske efikasnosti [5]. Cilj postavljen u NECP-u jeste smanjenje emisije gasova staklene bašte u sektoru ETS za najmanje 62% u odnosu na nivoe iz 2005. godine, do 2030. godine, sa sledećim indikativnim referentnim vrednostima za 2030. godinu:

- 42,5% udeo obnovljivih izvora energije (OIE) u finalnoj potrošnji energije
- 76,7% udeo OIE u finalnoj potrošnji električne energije
- 47,1% udeo OIE u finalnoj potrošnji energije za grejanje i hlađenje
- 24,6% udeo OIE u finalnoj potrošnji energije u saobraćaju.

U NECP-u se navodi očekivana struktura kapaciteta za proizvodnju električne energije za 2030., 2040. i 2050. godinu. Tabela II prikazuje očekivane snage elektrana u scenariju sa dodatnim mjerama. Navedeni iznosi kapaciteta su indikativni, odnosno očekuju se odstupanja između pojedinih tehnologija OIE, ali ukupni kapaciteti OIE trebaju ostvariti ciljani udio obnovljive energije u bruto neposrednoj potrošnji električne energije. Imajući to u vidu, ključno je voditi računa o mogućnostima integracije OIE u distribucijsku i prenosnu mrežu. U NECP-u se posebno ističe pogodnost integrisanih solarnih elektrana u smislu najmanjeg uticaja na životnu sredinu i mogućnost višestrukog korišćenja već zauzetog prostora. Naime, korišćenjem prostora za OIE unutar izgrađenih površina smanjuje se potreba za zauzimanjem novih površina te omogućava korišćenje postojeće infrastrukture. Pritom kapaciteti integrisanih solarnih elektrana odražavaju potrošnju električne energije na ili u blizini lokacije proizvodnje, radi optimizacije potrebnih ulaganja u distribucijsku elektroenergetsku mrežu. U 10G planu pretpostavlja se nastavak trenda dominantnog porasta priključenja sunčanih elektrana (SE) na distribucijsku mrežu i zanemariv porast priključenja vjetroelektrana (VE). Prema procenama do 2030.g će se ostvariti cilj od priključenih 2 382 MV sunčanih elektrana već sa SE koje će biti priključene na distribucionu mrežu u nižem scenariju, zbog velikog interesa za priključenjem SE građana i većih investitora

Tabela II - Očekivana snaga elektrana (MW) priključenih na distribucijsku i prenosnu mrežu u scenariju s dodatnim mjerama u 2030. i 2040. godini

Godina	Biomasa	Biogas	Geotermalna	Vjetar	Solarne elektrane
2030.	135	59	68	2.268	2.382
2040.	135	59	318	3.563	4.860

3 ULAGANJA U RAZVOJ DISTRIBUTIVNE MREŽE ZA DESETOGODIŠNJI PERIOD (2025 – 2034)

Prema odredbama Zakona o tržištu električne energije, operator distributivnog sistema usvaja i objavljuje godišnje ažurirani desetogodišnji plan razvoja distributivne mreže i dostavlja ga regulatornoj agenciji na prethodno odobrenje. Operator prenosnog sistema i operatori distributivnog sistema su dužni da usklade planove razvoja u vezi sa napretkom izgradnje i finansiranjem zajedničke imovine (uglavnom trafostanica 110/x kV). U sledećem desetogodišnjem planu razvoja, HEP-ODS predviđa godišnji budžet od približno 279 milijuna EUR godišnje za realizaciju svih projektovanih investicija za desetogodišnji period od 2025. do 2034. godine. Tokom relevantnog desetogodišnjeg perioda, HEP-ODS planira da investira 79% imovine u energetske objekte (koji obuhvataju visokonaponske, srednjnaponske i niskonaponske), 8% u sekundarne sisteme, merne uređaje i projekte za razvoj naprednih mreža i novih tehnologija, 6% u poslovnu infrastrukturu i 7% u sufincirana ulaganaja (uglavnom pilot projekti pametnih mreža). Tabela III prikazuje procenjena ukupna ulaganja u razvoj distributivne mreže za desetogodišnji period (2025 – 2034). Odnos između sredstava namenjenih novoj izgradnji i renoviranju postojeće infrastrukture je približno 1:2. Što se tiče sopstvenih investicija, planirano je ulaganje prvenstveno u objekte 10(20) kV, zatim u objekte 110 kV, i sekundarne sisteme i merne uređaje, uključujući ugradnju naprednih brojila. Nova ulaganja u objekte 110/x kV uglavnom su vezana za područja sa povećanim opterećenjem, obično u većim gradovima i turističkim centrima. U posmatranom desetogodišnjem periodu, HEP-ODS planira da investira oko 2,8 milijardi evra.

Tabela III - Procenjena ulaganja u razvoj distributivne mreže za desetogodišnji period (2025. – 2034.)

Kategorija ulaganja	Iznos [milijuna EUR]
Transformacija 110/x kV i SN mreža 35 kV	429
Srednjenaponska mreža 10(20) kV	437
Niskonaponska mreža 0,4 kV	154
SCADA, DMS, automatizacija srednjenaponske mreže, pametna brojila i investicije u nove tehnologije	208
Poslovna infrastruktura	178
Sufinancirani projekti	184
Pojačanje mreže za nove priključke i priključci za električnu energiju	1200
Ukupno	**2790**

4 ZAKLJUČAK

Plan 10G predstavlja sveobuhvatan i strateški zasnovan dokument za razvoj distributivne mreže za period 2025.–2034. Na osnovu detaljne analize trenutnog stanja i realnih projekcija proizvodnje i opterećenja sistema, Plan jasno odražava dugoročne ciljeve i smernice HEP ODS-a. Strukturiran pristup vrstama i ciljevima investicija, sa stabilnim nivoom investicija tokom celog posmatranog perioda, obezbeđuje predvidljivost i održivost razvoja mreže. Prilikom planiranja i razvoja distributivne mreže, HEP-ODS je dužan da sistematski uzme u obzir niz savremenih faktora, uključujući upravljanje potražnjom, distribuiranu proizvodnju i pojavu novih vrsta opterećenja, kao što su stanice za punjenje električnih vozila. Pored toga, poseban naglasak se stavlja na energetsku efikasnost, primenu sistema za skladištenje energije i korišćenje usluga fleksibilnosti, uključujući redispečering i druge raspoložive resurse. Takav pristup omogućava izbor isplativih rešenja koja mogu smanjiti ili odložiti potrebu za klasičnim pojačanjem distributivne mreže. U samom Planu, mere za povećanje energetske efikasnosti su detaljno razrađene kroz aktivnosti kao što su efikasnije planiranje, optimizacija rada i obnova elemenata mreže, dok je uloga skladištenja energije i regulatorni okvir za razvoj usluga fleksibilnosti dalje razrađena u relevantnim poglavljima. Takođe, kroz programe za razvoj naprednih mreža i implementaciju fleksibilnosti, prepoznaje se značaj stvaranja preduslova za aktivnije upravljanje potražnjom, što obezbeđuje modernizaciju i veću prilagodljivost distributivnog sistema budućim izazovima. Plan uzima u obzir ključne trendove u energetskoj tranziciji, posebno kontinuirani dominantan rast priključaka na solarnu energiju, uz zanemarljiv rast energije vetra na nivou distribucije. Prema procenama, cilj NECP-a od 2.382 MW instaliranog kapaciteta solarne energije do 2030. godine biće postignut već kroz projekte povezane na distributivnu mrežu, čak i u konzervativnijem scenariju.

Pored toga, iako se značajni uticaji elektrifikacije grejanja očekuju prvenstveno nakon 2030. godine, posebno na prenosnu mrežu i sisteme daljinskog grejanja, Plan takođe uzima u obzir rast potrošnje na nivou krajnjih korisnika. Pri prognoziranju opterećenja sagledavaju se povijesni podaci u korelaciji s utjecajem različitih vremenskih uvjeta i geografskog položaja te gospodarskih kretanja. Predložene mere i definisani vremenski rokovi za realizaciju investicionih projekata garantuju dalje unapređenje distributivne infrastrukture i dugoročnu sposobnost mreže da zadovolji rastuće potrebe korisnika. Ovim se obezbeđuje pouzdana i efikasna distribucija električne energije, kao i jednak pristup mreži za postojeće i buduće kupce i proizvođače, te je shodno tome, regulatorna agencija dala prethodno odobrenje na desetogodišnji plan razvoja distributivne mreže za period 2025.–2034. godine.

LITERATURA

[1] HEP – Operator distribucijskog sustava d.o.o., 2025, **"**Desetogodišnji plan razvoja distribucijske mreže (2025. - 2034.), s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje**"**.

[2] Hrvatska energetska regulatorna agencija, 2025,**"**Godišnji izvještaj za 2024. godinu**"**.

[3] E. Ghorbani, M.E Hajiabadi., Samadi, et al., 2023,**"**Providing a preventive maintenance strategy for enhancing distribution network resilience based on cost–benefit analysis**"**, **"**Electrical Engineering**"**, **"**1**"**, 979-991.

[4] T. Jalušić, 2024, **"**Deset godina od ledoloma u Gorskom kotaru**"**, HEP Vjesnik**"**,**"**1**"**, 40-41.

[5] Ministarstvo privrede, 2025, **"**Integrisani nacionalni energetski plan za Republiku Hrvatsku za period od 2021. do 2030. godine**"**.

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R5-03

ANALIZA I RAZVOJ DISTRIBUTIVNE ELEKTROENERGETSKE MREŽE U USLOVIMA RASTA POTROŠNJE – PRIMJER OPŠTINE PETNJICA

ANALYSIS AND DEVELOPMENT OF THE ELECTRIC POWER DISTRIBUTION NETWORK UNDER CONDITIONS OF LOAD GROWTH – A CASE STUDY OF THE MUNICIPALITY OF PETNJICA

Luka KALJEVIĆ, CEDIS D.O.O., Crna Gora*
Goran LEPOVIĆ, Siemens D.O.O. Beograd, Srbija
Marko VUKSANOVIĆ, CEDIS D.O.O., Crna Gora

KRATAK SADRŽAJ

Pouzdanost i kvalitet snabdijevanja električnom energijom u velikoj mjeri zavise od adekvatno dimenzionisane i razvijene distributivne mreže. Usled kontinuiranog rasta potrošnje i priključenja novih korisnika, postojeća distributivna infrastruktura sve češće se suočava sa preopterećenjima, izraženim padovima napona i smanjenom pouzdanošću rada.
U ovom radu izvršena je analiza postojećeg stanja, kao i budućeg razvoja distributivne mreže na području Opštine Petnjica. Na osnovu prikupljenih podataka o potrošnji i strukturi mreže identifikovane su kritične tačke sistema. Za potrebe analize korišćen je softverski paket PSS SINCAL, odnosno njegov integrisani modul za proračun tokova snaga, opterećenja vodova i trafostanica, kao i padova napona na tačkama od interesa.
Na osnovu dobijenih rezultata predloženi su rješenja unapređenja mreže sa ciljem poboljšanja naponskih prilika i povećanja pouzdanosti snabdijevanja električnom energijom. Predložena rješenja predstavljaju osnovu za planski razvoj distributivne mreže i omogućavaju njeno efikasnije prilagođavanje budućim zahtjevima potrošača.

Ključne riječi: distributivna elektroenergetska mreža, analiza tokova snaga, naponske prilike, rast potrošnje, PSS® SINCAL

ABSTRACT

The reliability and quality of electricity supply largely depend on a properly dimensioned and well-developed distribution network. Due to the continuous growth in electricity demand and the connection of new consumers, the existing distribution infrastructure is increasingly facing overloads, significant voltage drops, and reduced operational reliability.
This paper presents an analysis of the current state as well as the future development of the distribution network in the Municipality of Petnjica. Based on the collected data on electricity consumption and network structure, critical points of the system were identified. For the purposes of the analysis, the software package PSS® SINCAL was used, specifically its integrated modules for power flow calculation, loading of lines and substations, and voltage drop analysis at points of interest.
Based on the obtained results, network improvement solutions are proposed with the aim of enhancing voltage conditions and increasing the reliability of electricity supply. The proposed solutions provide a basis for the planned development of the distribution network and enable more efficient adaptation to future consumer requirements.

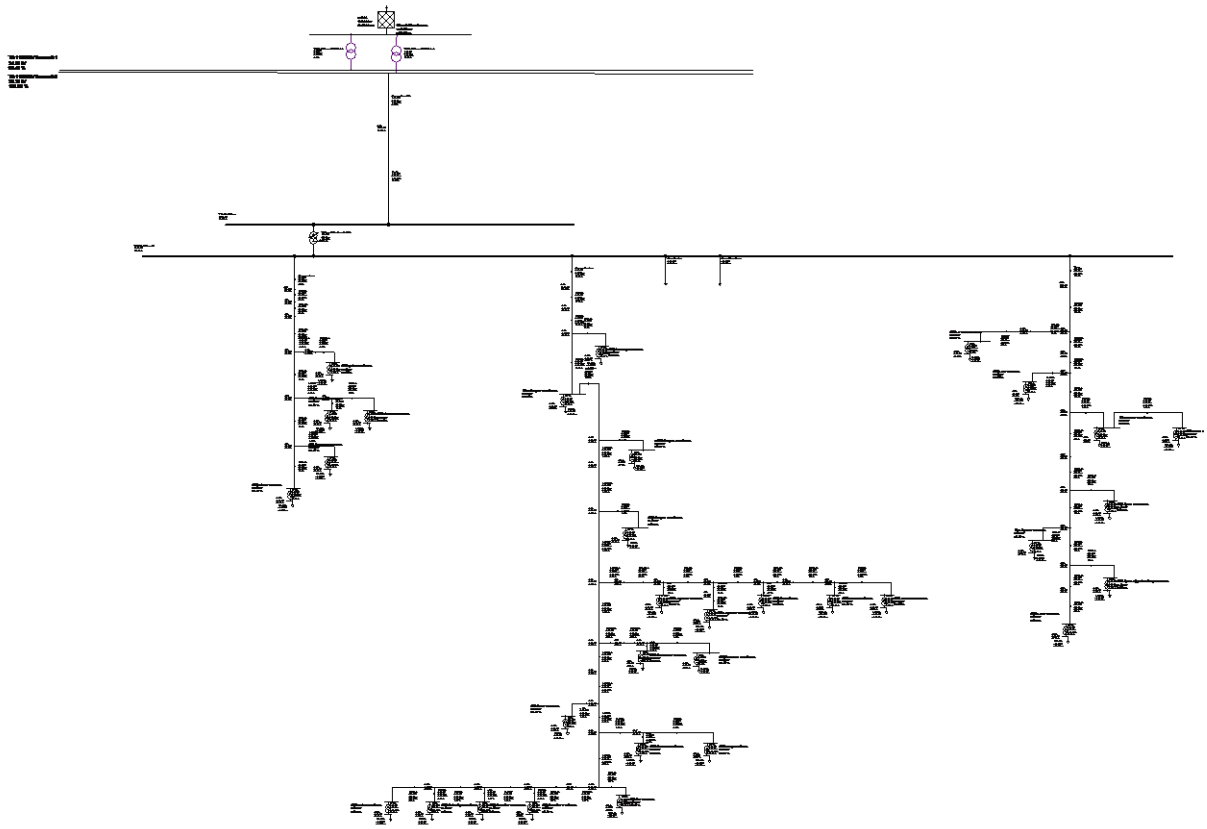
Key words: electric power distribution network, power flow analysis, voltage conditions, load growth, PSS® SINCAL

1. UVOD

* Luka Kaljević, luka.kaljevic@cedis.me; Goran Lepović, goran.lepovic@siemens.com

Tema ovog rada usmjerena je na detaljnu analizu postojećeg stanja distributivne elektroenergetske mreže na području Opštine Petnjica, kao i na razmatranje mogućnosti njenog daljeg razvoja u uslovima kontinuiranog rasta potrošnje električne energije. Poseban fokus stavljen je na identifikaciju kritičnih tačaka u mreži, odnosno onih djelova sistema koji su najviše opterećeni ili kod kojih dolazi do odstupanja od dozvoljenih radnih parametara. Takođe, značajna pažnja posvećena je analizi naponskih prilika u različitim čvorovima mreže, kao i utvrđivanju stepena opterećenja osnovnih elemenata sistema, uključujući vodove i transformatorske stanice.

Na slici 1 prikazano je trenutno stanje modela distributivne elektroenergetske mreže na području Opštine Petnjica, izrađenog u softverskom paketu PSS®Sincal. U okviru modela obuhvaćena je napojna trafostanica Berane naponskog nivoa 110/35 kV, koja ima ključnu ulogu u povezivanju distributivne mreže sa prenosnim sistemom i predstavlja glavni izvor napajanja posmatranog područja. Iz ove trafostanice energija se dalje distribuira ka trafostanici 35/10 kV Polica, koja vrši transformaciju na srednjenaponski nivo i omogućava dalje razvođenje električne energije kroz mrežu. Poseban značaj u modelu imaju trafostanice 10/0,4 kV, kojih je ukupno 32, a koje predstavljaju završni nivo transformacije električne energije prije njene isporuke potrošačima na niskom naponu. Pored trafostanica, značajan dio modela distributivne mreže čine pripadajući vodovi različitih naponskih nivoa, koji omogućavaju distribuciju električne energije od izvora ka krajnjim potrošačima. Distributivna mreža u ovom slučaju organizovana je kao radijalna mreža, što znači da se napajanje potrošača vrši iz jednog izvora, bez zatvorenih petlji. Ovakav tip mreže je karakterističan za manje i ruralne sredine.



Slika 1 – Model distributivne elektroenergetske mreže na području Opštine Petnjica

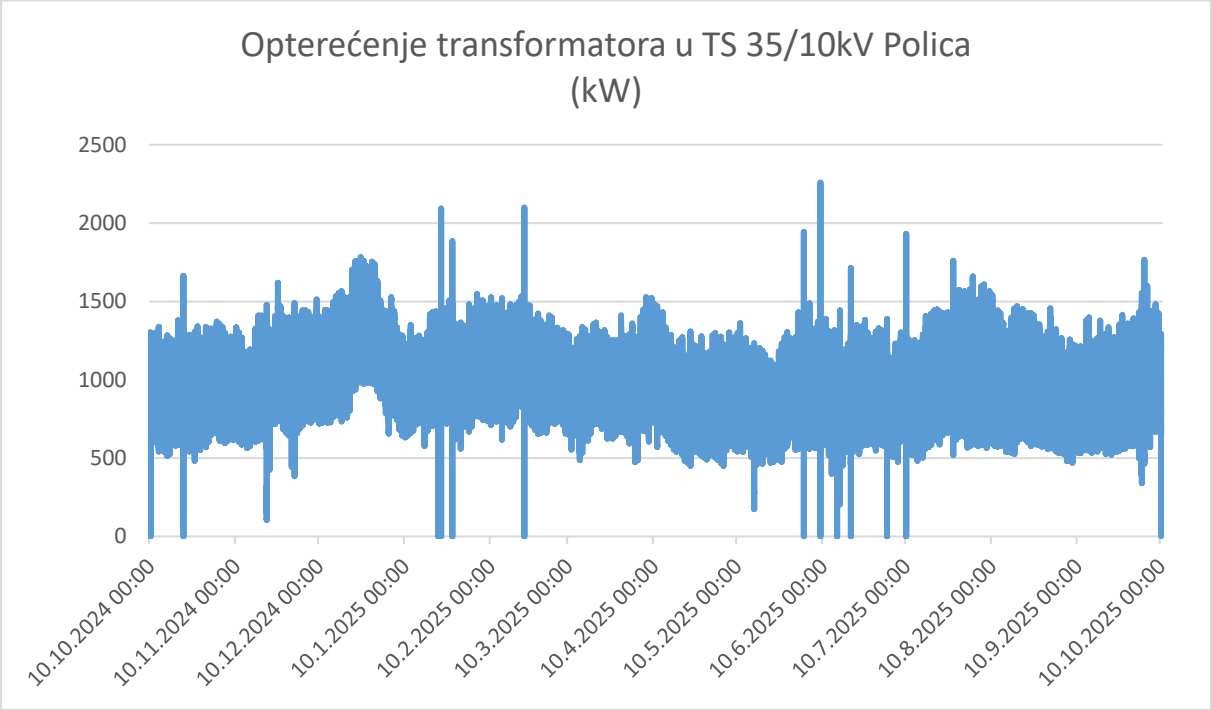
2. PRORAČUN TOKOVA SNAGA

Proračun tokova snaga predstavlja jednu od osnovnih analiza u elektroenergetskim sistemima, čiji je cilj određivanje napona u čvorovima mreže, kao i tokova aktivne i reaktivne snage kroz vodove i transformatore za zadato opterećenje sistema. Ova analiza omogućava sagledavanje radnog stanja mreže, identifikaciju potencijalnih preopterećenja, padova napona i gubitaka električne energije. U okviru modela distributivne mreže Opštine Petnjica, implementiranog u softverskom paketu PSS®Sincal, za određivanje stacionarnog režima rada sistema primijenjena je Newton–Raphson metoda. Proračun tokova snaga izvršen je ovom metodom, koja se ubraja među

najefikasnije i najčešće korišćene numeričke postupke za rješavanje nelinearnih sistema jednačina u analizi elektroenergetskih mreža. Njena osnovna prednost ogleda se u brzoj konvergenciji i visokoj tačnosti rezultata, što je čini posebno pogodnom za primjenu u složenim mrežama sa većim brojem čvorova.

2.1 Ulazni podaci

Kao prvi ulazni parametar za model uzeto je opterećenje transformatora u TS 35/10 kV Polica. Na osnovu raspoloživih mjerenja i prikupljenih podataka, utvrđeno je da opterećenje dostiže svoju maksimalnu vrijednost od 2,31 MW u periodu vršnog opterećenja tokom godine (Slika 2). Ova vrijednost predstavlja referentnu tačku za dalju analizu rada distributivne mreže, s obzirom na to da su upravo režimi maksimalnog opterećenja najkritičniji sa aspekta padova napona i opterećenja elemenata sistema.



Slika 2 – Model distributivne elektroenergetske mreže na području Opštine Petnjica

Pored maksimalne snage, za potrebe modelovanja uzeta je u obzir i raspodjela opterećenja po izvodima. U tabeli I prikazana su mjerenja na 10 kV izvodima TS 35/10 kV Polica dobijena daljinskim očitavanjem u periodu maksimalnog opterećenja TS Polica. Takođe, u model su uključeni i ostali relevantni parametri, kao što su tehničke karakteristike transformatora, dužine i impedanse vodova, kao i snage trafostanica 10/0,4 kV. Na ovaj način obezbijeđena je sveobuhvatna osnova za proračun tokova snaga i analizu naponskih prilika u mreži.

Tabela I - Raspodjela opterećenja po 10kV izvodima u TS 35/10kV Polica

POLICA (BA4)				
Petnjica	Polica (Goražde)	Polieks (Vojna Fabrika)	Trpezi	Petnjica - Lješnica
02	03	04	07	09
939.00 kW	379.50 kW	180.00 kW	518.00 kW	240.00 kW

2.2 Regulacija napona u trafostanici 110/35kV Berane

Pored definisanja opterećenja kao ključnog ulaznog parametra, za tačnost modela od posebnog značaja je i način regulacije napona u napojnoj tački mreže. U tom smislu, razmatrana je regulacija napona na transformatoru 110/35 kV T2 u trafostanici Berane.

Transformator 110/35 kV opremljen je automatskom regulacionom preklopkom (OLTC – On Load Tap Changer), koja omogućava promjenu prenosnog odnosa transformatora u toku rada, bez prekida napajanja. Na ovaj način obezbjeđuje se održavanje napona na sekundarnoj strani transformatora u zadatim granicama, uprkos promjenama opterećenja u mreži.
Poseban aspekt modelovanja automatske regulacije napona odnosi se na osjetljivost regulacione sklopke, koja direktno utiče na dinamiku i stabilnost regulacije. Osjetljivost se definiše kroz veličinu dozvoljenog odstupanja napona od zadate referentne vrijednosti, odnosno tzv. mrtvu zonu regulacije. Unutar tog opsega regulaciona preklopka ne reaguje, čime se izbjegava učestalo i nepotrebno preklapanje pri manjim oscilacijama napona.
U cilju sagledavanja najnepovoljnijih naponskih prilika u mreži, u modelu je usvojena donja granica mrtve zone regulacione sklopke. Primjena donje granice mrtve zone posebno je značajna u režimima maksimalnog opterećenja, kada su padovi napona najizraženiji. U tim uslovima, i pored aktiviranja regulacije, dolazi do pojave minimalnih vrijednosti napona u udaljenim i slabo napajanim čvorovima mreže, koji predstavljaju kritične tačke sistema.
Mrtva zona regulacije napona definiše opseg odstupanja napona oko referentne vrijednosti unutar kojeg automatska regulaciona preklopka ne reaguje. Granice ovog opsega određuju se u odnosu na nazivni napon sistema i zadatu referentnu vrijednost napona.
U okviru ovog rada, gornja i donja granica mrtve zone definisane su izrazima 2.1 i 2.2:

$$Umin = Uref - \Delta U \tag{2.1}$$

$$Umax = Uref + \Delta U \tag{2.2}$$

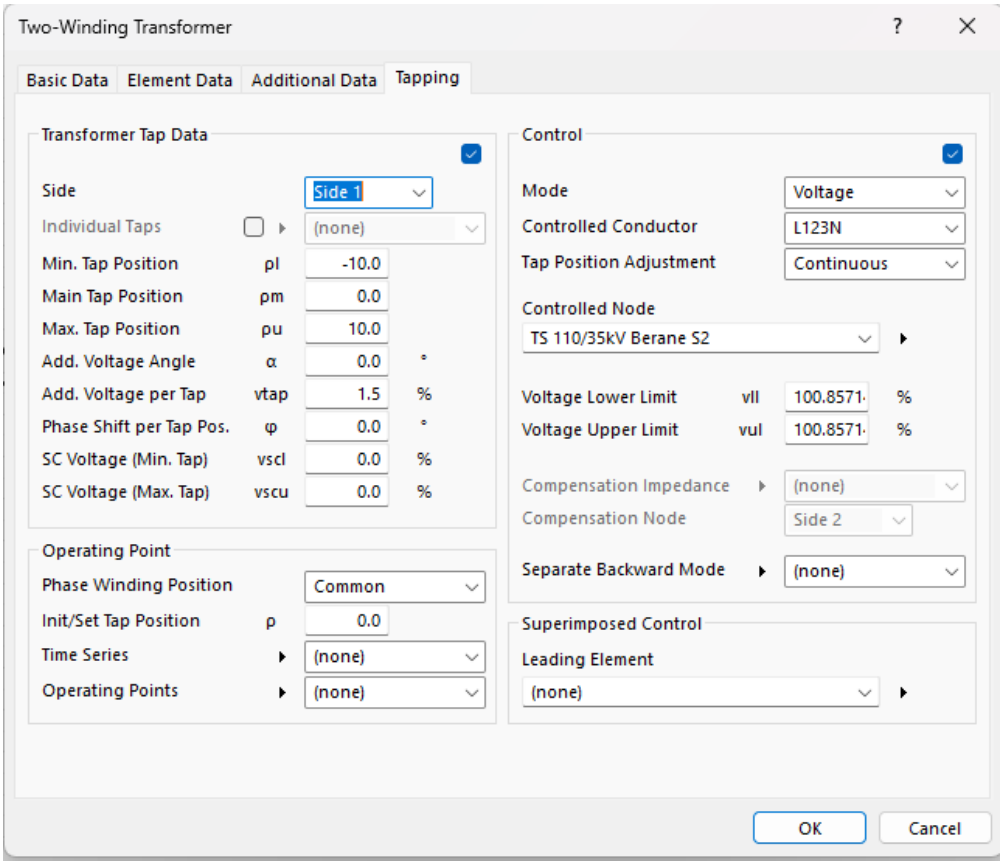
Gdje je širina mrtve zone određena kao ±2% nazivnog napona, odnosno:

$$\Delta U = 0{,}02 \cdot Un \tag{2.3}$$

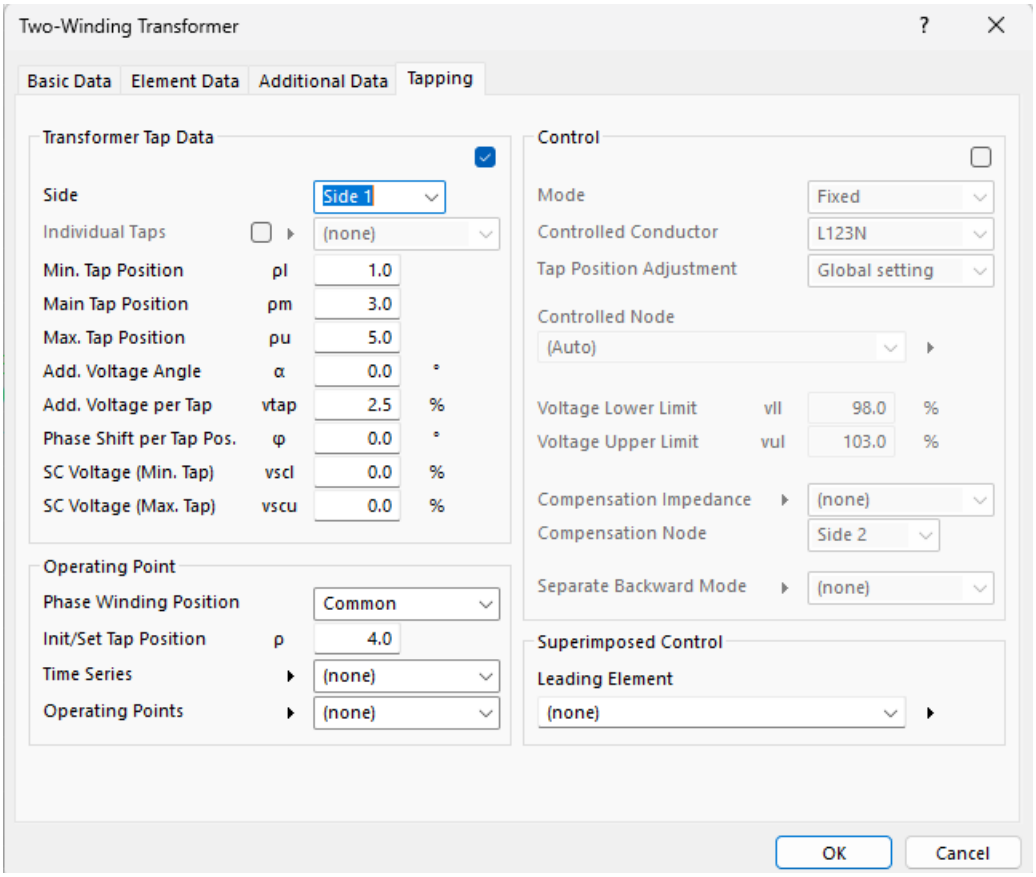
Dobijena vrijednost donje granice mrtve zone, implementirana je u modelu transformatora 110/35 kV u softverskom paketu PSS®Sincal (Slika 3). Podešavanje je izvršeno u okviru parametrizacije regulacione sklopke transformatora, u kartici Control, gdje je definisan način regulacije rada automatske regulacione sklopke transformatora (OLTC). Izborom opcija u okviru parametra Tap Position Adjustment, odnosno odabirom režima rada Continuous, omogućeno je zadavanje konstantne vrijednosti napona potrebne za modelovanje rada transformatora. Na taj način softver zanemaruje broj i položaj preklopki regulacione sklopke i koristi jednu vrijednost napona bez obzira na promjenu opterećenja. Kao zadana vrijednost unesena je donja granica mrtve zone, koja u analiziranom slučaju iznosi 100,857 % nominalnog napona. Navedena vrijednost definisana je u poljima Voltage Lower Limit i Voltage Upper Limit.

2.3 Regulacija napona u trafostanici 35/10kV Polica

Za razliku od transformatora 110/35 kV, transformator 35/10 kV u TS Polica posjeduje regulacionu preklopku koja nije automatskog već fiksnog karaktera. To znači da se promjena položaja preklopke ne vrši tokom rada u zavisnosti od promjene naponskih prilika, već se odabrana pozicija zadržava konstantno u toku simulacije.
Regulaciona preklopka ovog transformatora ima ukupno pet raspoloživih pozicija (1–5), pri čemu svaki korak odgovara promjeni napona od 2,5% na sekundarnoj strani transformatora. Na taj način omogućeno je grubo podešavanje sekundarnog napona u zavisnosti od režima rada i potrebnih naponskih prilika u 10 kV mreži.
U okviru izrađenog modela, preklopka transformatora 35/10 kV Polica podešena je na poziciju 4, što odgovara sniženju napona za 2,5% u odnosu na nominalnu vrijednost (Slika 4).



Slika 3 – Parametri automatske regulacione sklopke na transformatoru 110/35 kV T2 u trafostanici Berane



Slika 4 – Parametri regulacione preklopke na transformatoru 35/10 kV u trafostanici Polica

3. UTICAJ PLANIRANIH TRAFOSTANICA NA NAPONSKE PRILIKE U 10 KV MREŽI I OPTEREĆENJE TRANSFORMATORA 35/10 KV POLICA

3.1 Scenario priključenja planiranih trafostanica 10/0,4 kV

U cilju daljeg razvoja distributivne mreže i omogućavanja priključenja novih potrošača, u okviru analize razmatrano je uvođenje sedam novih trafostanica 10/0,4 kV. Planirane trafostanice nijesu posmatrane samo kao mjera rasterećenja postojeće mreže, već prije svega kao infrastruktura koja omogućava priključenje nove potrošnje u posmatranom području. Opterećenja novih trafostanica definisana su na osnovu preuzimanja vrijednosti opterećenja postojećih trafostanica iste instalisane snage, priključenih na isti 10 kV izvod. Uvođenjem novih trafostanica dolazi do povećanja ukupne priključne snage u 10 kV mreži, što se direktno odražava na porast opterećenja distributivnih vodova i transformatora.
Poseban značaj ima uticaj novih trafostanica na transformator 35/10 kV Polica snage 2,5 MVA. Povećanjem ukupne priključne snage i uključivanjem novih potrošača dolazi do povećanja njegovog opterećenja. Na osnovu rezultata simulacije u softverskom paketu PSS®Sincal, analiziran je uticaj planiranih trafostanica na naponske prilike u 10 kV mreži i opterećenje napojnog transformatora. Dobijeni rezultati omogućavaju sagledavanje ponašanja sistema u uslovima povećane potrošnje.
Analizom dobijenih rezultata proračuna tokova snaga u 10 kV distributivnoj mreži uočeno je da u pojedinim čvorovima dolazi do nedozvoljenog pada napona u odnosu na važeće tehničke kriterijume za planiranje razvoja distributivne mreže. Ova odstupanja su posebno izražena u udaljenim čvorovima mreže, koji su karakteristični po većim dužinama vodova.
Rezultati analize prikazani su u tabeli II, gdje su date vrijednosti napona u kritičnim čvorovima mreže i njihovo poređenje sa nazivnim vrijednostima napona.

Tabela II - Vrijednosti napona u kritičnim čvorovima mreže i njihovo poređenje sa nazivnim vridenostima napona

Trafostanica	Novoplanirana trafostanica	V [kV]	V/Vn [%]
STS Savin Bor 1x160kVA	Da	9.36	93.59
STS Kruščica 1x50kVA	Postojeća	9.37	93.71
STS Dašča Rijeka 1x50kVA	Postojeća	9.37	93.77
STS Savin Bor 1 1x100kVA	Postojeća	9.38	93.83
STS Savin Bor 2 1x50kVA	Postojeća	9.39	93.89
STS Bor 1x100kVA	Postojeća	9.43	94.32
STS Vrsajke 1x50kVA	Postojeća	9.44	94.42
STS Dobrodole 1x50kVA	Postojeća	9.44	94.44
STS Ponor 1x100kVA	Postojeća	9.46	94.67

Pored uočenih nedozvoljenih padova napona u pojedinim čvorovima 10 kV mreže, analizom rezultata proračuna tokova snaga identifikovano je i preopterećenje transformatora 35/10 kV u TS Polica snage 2,5 MVA (Tabela III).

Tabela III - Opterećenje transformatora 35/10 kV u TS Polica snage 2,5 MVA

Trafostanica	S/Sb [%]	S [MVA]
TS 35/10 kV Polica	109.87	2.74

3.2 Scenario ugradnje dodatnog transformatora 2.5 MVA u TS 35/10 kV Polica

U cilju poboljšanja naponskih prilika u 10 kV distributivnoj mreži i obezbjeđenja sigurnog napajanja postojećih i planiranih potrošača, razmatrana je varijanta ugradnje dodatnog transformatora snage 2,5 MVA u TS 35/10 kV Polica. Ova mjera predstavlja jedno od ključnih rješenja za rasterećenje postojećeg napojnog transformatora i povećanje ukupnog kapaciteta trafostanice.
Ugradnjom novog transformatora dolazi do podjele ukupnog opterećenja na dva transformatora, čime se značajno smanjuje radno opterećenje postojećeg transformatora 2,5 MVA. Na taj način se obezbjeđuje rad transformatora u okviru njegovih nazivnih granica.
Sa aspekta naponskih prilika u 10 kV mreži, povećanje ukupne raspoložive snage u trafostanici omogućava stabilniji rad sistema u režimima maksimalnog opterećenja. Smanjenjem opterećenja pojedinačnog transformatora dolazi do smanjenja unutrašnjih padova napona u transformatoru, što pozitivno utiče na naponski profil na 10 kV sabirnicama.
Rezultati sprovedene simulacije u softverskom paketu PSS®Sincal pokazuju da uvođenje dodatnog transformatora dovodi do značajnog rasterećenja postojećeg transformatora, kao i do poboljšanja naponskih prilika u kritičnim čvorovima mreže. Na taj način se obezbjeđuje veća sigurnost u napajanju postojećih potrošača, kao i stvaranje uslova za priključenje nove potrošnje u budućem periodu.
U tabelama IV i V prikazane su vrijednosti napona i opterećenja prethodno analiziranim kritičnim tačkama mreže.

Tabela IV - Vrijednosti napona u kritičnim čvorovima mreže i njihovo poređenje sa nazivnim vrijednostima napona nakon ugradnje dodatnog transformatora 2.5 MVA u TS 35/10 kV Polica

Trafostanica	V [kV]	V/Vn [%]
STS Savin Bor 1x160kVA	9.53	95.35
STS Kruščica 1x50kVA	9.54	95.47
STS Dašča Rijeka 1x50kVA	9.55	95.53
STS Savin Bor 1 1x100kVA	9.55	95.58
STS Savin Bor 2 1x50kVA	9.56	95.65
STS Bor 1x100kVA	9.60	96.06
STS Vrsajke 1x50kVA	9.61	96.17
STS Dobrodole 1x50kVA	9.61	96.18
STS Ponor 1x100kVA	9.64	96.41

Tabela V – Pojedinačno opterećenje transformatora 35/10 kV u TS Polica snage 2,5 MVA

Trafostanica	S/Sb [%]	S [MVA]
TS 35/10 kV Polica	54.87	1.37

4. ZAKLJUČAK

U radu je izvršena detaljna analiza stanja distributivne elektroenergetske mreže na području Opštine Petnjica, sa posebnim fokusom na uticaj rasta potrošnje i priključenja novih korisnika na rad sistema. Na osnovu sprovedenog proračuna tokova snaga u softverskom paketu PSS®Sincal identifikovane su kritične tačke mreže, koje se prije svega ogledaju u nedozvoljenim padovima napona u udaljenim čvorovima, kao i u preopterećenju transformatora 35/10 kV u trafostanici Polica.

Rezultati rada jasno ukazuju na značaj primjene savremenih softverskih alata u procesu planiranja, analize i razvoja distributivnih mreža. Korišćenje alata kao što je PSS®Sincal omogućava precizno modelovanje mreže, simulaciju različitih pogonskih scenarija i blagovremenu identifikaciju potencijalnih problema u radu sistema. Ovo je od posebnog značaja u ruralnim područjima, gdje je bez adekvatnih analiza teško pouzdano procijeniti uticaj novih priključenja i planiranih investicija na naponske prilike i opterećenje elemenata mreže.

LITERATURA

[1] Šošić D, 2023, “DISTRIBUTIVNE MREŽE – uvod u PSS®SINCAL“
[2] PSS Sincal Siemens Manual
[3] Vujošević I, 2006, “ANALIZA ELEKTROENERGETSKIH SISTEMA I”
[4] Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije, 2022

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R5-04

UTICAJ OGRANIČENJA PRIKLJUČENJA NA DISTRIBUTIVNI SISTEM ELEKTRANA KOJE KORISTE VARIJABILNE IZVORE ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PRILIKE U EES-U REPUBLIKE SRBIJE

THE IMPACT OF GRID CONNECTION LIMITATIONS FOR VARIABLE RENEWABLE ENERGY POWER PLANTS ON THE OPERATION OF THE ELECTRIC POWER SYSTEM OF THE REPUBLIC OF SERBIA

Jelena MILIĆ, Elektromreža Srbije ad, Srbija*
Nebojša VUČINIĆ, Elektromreža Srbije ad, Srbija**

KRATAK SADRŽAJ

Aktuelni regulatorni okvir Republike Srbije obavezuje operatora distributivnog sistema da ograniči priključenje na distributivni sistem elektranama koje koriste varijabilne izvore električne energije. U okviru Zakona o korišćenju obnovljivih izvora energije definisano je da ukupna instalisana snaga elektrana prključenih na deo distributivnog sistema nije veća od 80% instalisane snage posmatrane transformatorske stanice. Takođe, uslov je i da ukupna aktivna snaga koja se predaje iz distributivnog u prenosni sistem u jednoj transformatorskoj stanici nije veća od 16 MW. U skladu s navedenim, u radu je obrađen uticaj velikog broja zahteva za priključenje elektrana koje koriste varijabilne izvore električne energije prisutnih u procesu priključenja na distributivni sistem Republike Srbije. U radu biće analizirani različiti uticaji prijavljenih objekata na distributivnom sistemu na prenosni sistem Republike Srbije. Za svaku analiziranu pojavu biće uporedno prikazani rezultati sa i bez implementiranih ograničenja koje propisuje regulatorni okvir. Rad je baziran na simulacionim mrežnim modelima u softveru PSS/E koji je kreiran na osnovu podataka kojima operator prenosnog sistema raspolaže o planiranim objektima u procesu priključenja na distributivni sistem, dostavljenim od strane operatora distributivnog sistema Elektrodistribucije Srbije.

Ključne reči: regulatorni okvir, distributivni sistem, prenosni sistem, obnovljivi izvori energije

ABSTRACT

The current regulatory framework of the Republic of Serbia requires the Distribution System Operator to limit the connection of power plants utilizing variable renewable energy sources to the distribution system. Under the Law on the Use of Renewable Energy Sources, it is stipulated that the total installed capacity of power plants connected to a given section of the distribution system must not exceed 80% of the installed capacity of the observed substation. In addition, a further requirement is that the total active power transferred from the distribution system to the transmission system at a single substation must not exceed 16 MW. In accordance with the above, this paper addresses the impact of a large number of connection requests for power plants using variable renewable energy sources currently undergoing the connection process to the distribution system of the Republic of Serbia. The study analyzes various impacts of the reported facilities within the distribution system on the transmission system of the Republic of Serbia. For each analyzed phenomenon, a comparative presentation of results obtained with and without the implementation of the regulatory constraints is provided. The study is based on simulation network models developed in the PSS/E software environment, created using data available to the Transmission System Operator on planned facilities in the process of connecting to the distribution system, as submitted by the Distribution System Operator of Serbia (Elektrodistribucija Srbije).

Keywords: regulatory framework, distribution system, transmission system, renewable energy sources (RES)

*jelena.milic@ems.rs, nebojsa.vucinic@ems.rs

UVOD

Usvajanjem Zakona o korišćenju obnovljivih izvora energije (u daljem tekstu Zakon) uspostavljen je sveobuhvatan regulatorni okvir za integraciju elektrana koji koriste varijabilne izvore u elektroenergetski sistem (EES). Njegovim usvajanjem učinjenje su značajne promene u usklađivanju domaćih zakona i propisa u oblasti energetike sa evropskim standardima i pravnim propisima, pogotovo kad su u pitanju regulatorna pitanja u oblasti obnovljivih izvora energije. Iako je primarni cilj Zakona povećanje udela energije iz obnovljivih izvora njegova primena je u praksi otvorila niz tehničkih i sistemskih pitanja, naročito kapaciteta mreže za prihvatanje varijabilne proizvodnje i očuvanja sigurnosti rada EES-a. U Srbiji poseban izazov predstavljalo je priključenje varijabilnih obnovljivih izvora na distributivni sistem zbog velikog broja zahteva čija zbirna snaga nije bila zanemarljiva sa aspekta sigurnog rada EES-a. S tim u vezi u okviru Zakona o izmenama i dopunama Zakona o korišćenju obnovljivih izvora energije [1] iz aprila 2023. godine uveden je član 68a koji se tiče ograničenja priključenja na distributivni, odnosno zatvoreni distributivni sistem elektrane koje koriste varijabilne obnovljive izvore energije.

Glava IX Zakona ima za cilj da definiše dužnosti operatora prenosnog, distributivnog i zatvorenog distributivnog sistema. U članu 67-69 definisano je da proces priključenja elektrana na deo distributivnog sistema kao i u dosadašnjoj praksi bude dužnost operatora distributivnog sistema i da proces priključenja elektrana na prenosni sistem bude dužnost operatora prenosnog sistema. Dodatno, za potrebe analize adekvatnosti i procene potrebne rezerve za balansiranje sistema, operator prenosnog sistema mora imati adekvatne podatke o elektranama u postupku priključenja na distributivni i zatvoreni distributivni sistem. S tim u vezi, član 68a Zakona uvodi mogućnost da se prilikom priključenja elektrana na distributivni sistem uvaži njihov potencijalni uticaj na rad prenosnog sistema. Polazi se od činjenice da masovna integracija proizvodnih kapaciteta sa varijabilnim profilom proizvodnje može dovesti do promena tokova snaga i povećanih zahteva za sistemskim uslugama na nivou prenosne mreže. Ovakav pristup omogućava operatorima sistema da, prilikom odlučivanja o priključenju, sagledaju ne samo tehničke mogućnosti distributivne mreže, već i potencijalne negativne posledice po sigurnost, pouzdanost i ekonomičnost rada elektroenergetskog sistema Republike Srbije.

Ovaj rad ima za cilj da pokaže na koji način je uvođenje člana 68a Zakona uticalo na sistemske analize koje sprovodi operator prenosnog sistema, kao posledica ograničenja priključenja elektrana koje koriste varijabilne obnovljive izvore energije na distributivni, odnosno zatvoreni distributivni sistem. Analize su sprovedene primenom mrežnog modela elektroenergetskog sistema razvijenog u softverskom paketu Siemens PSS/E. Kao ulazni podaci korišćeni su izmereni profili potrošnje na pragu prenosnog i distributivnog sistema za 2024. godinu, skalirani u skladu sa važećom metodologijom za prognozu potrošnje za 2030. godinu u okviru aktuelnog Plana razvoja. Takođe, u analize su uključeni i podaci o elektranama u postupku priključenja na distributivni sistem koji su prikupljeni za potrebe izrade Plana razvoja prenosnog sistema za period 2025-2034. godine. Razmatran je mrežni model perspektivnog stanja za 2030. godinu, u kojem su uvažene sve planirane elektrane na varijabilne obnovljive izvore energije na prenosnom i distributivnom sistemu. Analize su rađene na satnom nivou, a rezultati su prikazani i analizirani u skladu sa ovom vremenskom rezolucijom, kako bi se adekvatno obuhvatila varijabilnost proizvodnje i njen uticaj na rad elektroenergetskog sistema.

1 REGULATORNI OKVIR ZA OGRANIČENJE PRIKLJUČENJA ELEKTRANA KOJE KORISTE VARIJABILNE OBNOVLJIVE IZVORE ENERGIJE NA DISTRIBUTIVNI SISTEM

Zakon o izmenama i dopunama Zakona o korišćenju obnovljivih izvora energije u aprilu 2023. godine doneo je izvesne promene u regulatornom okviru u Republici Srbiji. U navedenom dokumentu, izvršene su značajne izmene koje se odnose na proces priključenja elektrana koje koriste varijabilne izvore energije, kako na prenosnom tako i na distributivnom delu elektroenergetskog sistema. Konkretno, u okviru Zakona o korišćenju obnovljivih izvora energije definisan je član 68a koji se odnosi na ograničenje priključenja na distributivni, odnosno zatvoreni distributivni sistem elektrane koje koriste varijabilne obnovljive izvore energije. U okviru člana 68a definisano je postupanje operatora distributivnog sistema u delu procesa priključenja. Preciznije definisano je da je operator distributivnog sistema dužan da ograniči priključenje elektrana koje koriste varijabilne izvore energije na distributnivni sistem tako da:

- Ukupna instalisana snaga elektrana koje koriste varijabilne izvore energije nije veća od 80% ukupne instalisane snage transforamtorske stanice na mestu predaje električne energije između distributivnog i prenosnog sistema,

- Uz dodatni uslov da ukupna aktivna snaga koja se predaje iz distributivnog u prenosni sistem u jednoj transformatorskoj stanici nije veća od 16MW.

Uz ova dva ključna uslova za Operatora prenosnog sistema, kroz Zakona o korišćenju obnovljivih izvora energije dodatno je definisano da:

- Maksimalna snaga elektrane koja koristi varijabilne izvore električne energije ne pređe vrednost od 10MW po priključku.

Dodatno obrazloženje koje Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije daje je da, ukupna snaga svih elektrana predstavlja algebarski zbir svih pojedinačnih modula za proizvodnju električne energije koji su instalisani od strane proizvođača električne energije iz obnovljivih izvora i kupaca - proizvođača na delu distributivnog sistema koji se napajaju iz jednog mernog mesta u prenosnom sistemu. Ali, operator distributivnog sistema ne primenjuje definisana ograničenja na kupce - proizvođače, po stavu 3 člana 68a.

Ovaj član Zakona o korišćenju obnovljivih izvora energije omogućio je Operatoru prenosnog sistema da u procesu planiranja razvoja elektroenergetskog sistema ima adekvatan odgovor na sve veći broj nezavisnih zahteva zainteresovanih strana za priključenje elektrana koje koriste varijabilne izvore energije. Na ovaj način, Operator prenosnog sistema može imati precizniju procenu novih instalisanih kapaciteta iz varijabilnih izvora energije na prenosnom i distributivnom sistemu i u skladu sa tim donositi bolje odluke koje se tiču novih infrastrukturnih ulaganja u elektroenergetski sistem.

2 ULAZNI PODACI I PRETPOSTAVKE

2.1 Mrežni modeli i topologija sistema

Za potrebe sprovođenja sistemskih analiza, operator prenosnog sistema Elektromreža Srbije a.d. raspolaže detaljnim mrežnim modelom elektroenergetskog sistema, razvijenim u softverskom paketu Siemens PSS®E. Model obuhvata kompletan prenosni sistem Republike Srbije, uz uvažavanje prenosnih sistema operatora iz okruženja i njihovog međusobnog povezivanja. Pored toga, model uključuje i deo distributivnog sistema, predstavljen preko transformatora 110/x kV i pripadajućih ekvivalentnih potrošnji modelovanih na pragu prenosnog sistema.

U ovom radu je korišćen mrežni model za perspektivnu 2030. godinu uz uvažavanje svih objekata u procesu priključenja na prenosni i distributivni sistem. Ukupna aktivna snaga planiranih objekata na prenosnom i distributivnom sistemu prikazana je u Tabeli I.

Tabela I - Zbirna aktivna snaga uvažena u sistemskim analizama

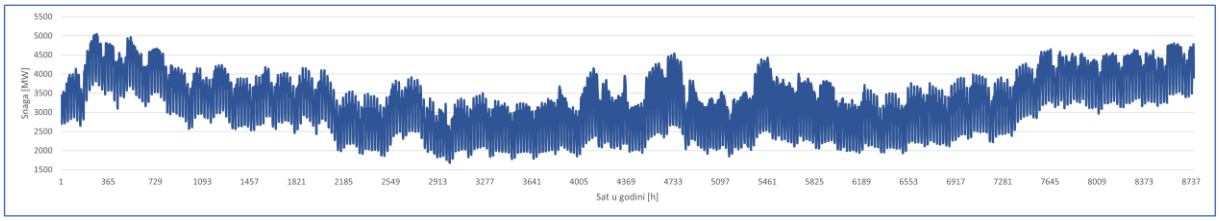
Deo elektroenergetskog sistema	**Zbirna aktivna snaga [MW]**
Prenosni sistem	10770
Distributivni sistem	1884

Na ovaj način formiran mrežni model omogućava sagledavanje uticaja planiranih proizvodnih kapaciteta na prenosnom i distributivnom sistemu, kao i analizu međusobnog uticaja ova dva nivoa sistema u perspektivnom stanju. Uvažavanjem kompletne topologije sistema i relevantnih graničnih uslova, obezbeđena je adekvatna osnova za sprovođenje sistemskih analiza koje su predmet ovog rada, sa posebnim osvrtom na efekte ograničenja priključenja elektrana koje koriste varijabilne obnovljive izvore energije.

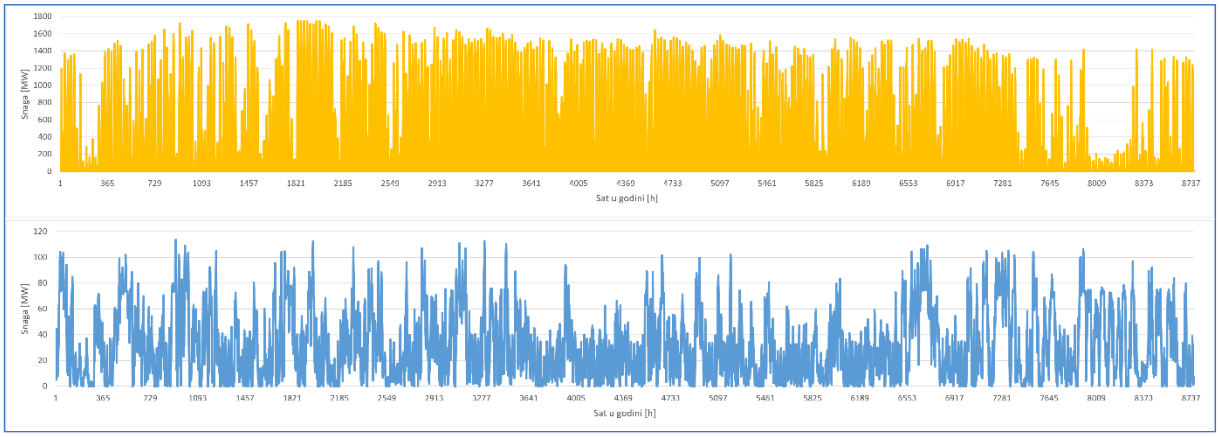
2.2 Uvaženi profili potrošnje i proizvodnje

U sprovedenim sistemskim analizama korišćeni su profili proizvodnje i potrošnje definisani na satnom nivou, čime je obezbeđena adekvatna vremenska rezolucija za sagledavanje varijabilnosti proizvodnje elektrana koje koriste obnovljive izvore energije, kao i promena potrošnje tokom karakterističnih dnevnih i sezonskih režima rada elektroenergetskog sistema. Za uvažavanje potrošnje korišćeni su ostvareni profili potrošnje na pragu prenosnog i distributivnog sistema za 2024. godinu, skalirani u skladu sa važećom metodologijom za prognozu potrošnje za 2030. godinu u okviru aktuelnog Plana razvoja. Profili proizvodnje elektrana koje koriste varijabilne izvore energije uvaženi su u skladu sa tipom proizvodnog objekta i njegovom zahtevanom instalisanom snagom, dok su konvencionalne elektrane angažovane na osnovu tržišnih proračuna sprovedenih u programskom paketu Antares za posmatranu godinu. Na slici 1 prikazan je profil ukupne distributivne potrošnje za planiranu 2030. godinu. Na slici 2 prikazan profil ukupne proizvodnje elektrana koje koriste varijabilne izvore energije priključenih na distributivni sistem, dok slika 3 predstavlja profil ukupne proizvodnje elektrana koje koriste varijabilne izvore

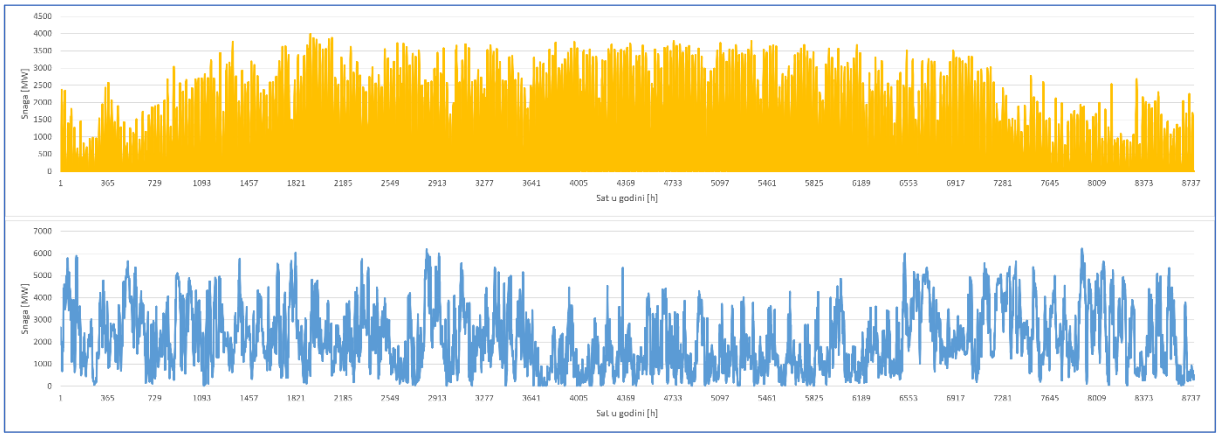
energije priključene na prenosni sistem. Iako je do sada bila praksa da se vetorelektrane priključuju na prenosnom nivou, kroz profile se može videti da je do 2030. godine u Srbiji planirano priključenje vetroelektrana i na distributivnom nivou. Planirano je priključenje vetroelektrana uglavnom u delovima Srbije sa velikim potencijalnom vetra - Južni Banat.



Slika 1 - Uvažen profil ukupne distributivne potrošnje za planiranu 2030. godinu



Slika 2 - Uvažen profil ukupne proizvodnje priključene na distributivni sistem za planiranu 2030. godinu



Slika 3 - Uvažen profil ukupne proizvodnje priključene na prenosni sistem za planiranu 2030. godinu

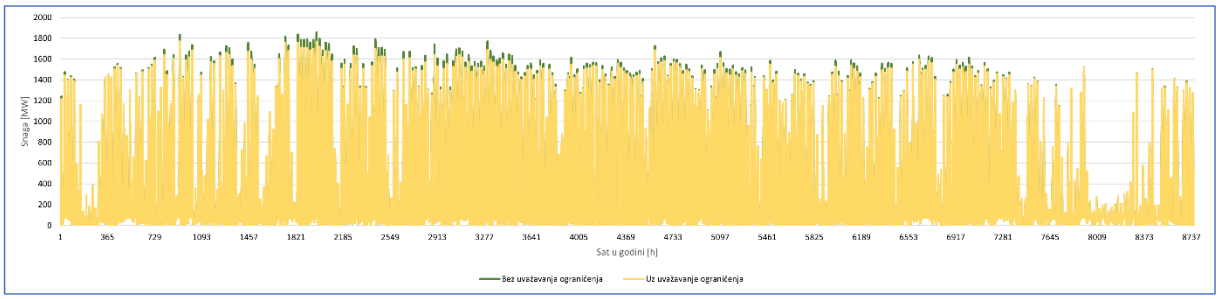
2.3 Razmatrani scenariji

Kako bi se utvrdio uticaj ograničenja priključenja elektrana koje koriste varijabilne izvore energije na rad elektroenergetskog sistema, sprovedena je uporedna analiza dva karakteristična slučaja. U oba razmatrana slučaja topologija elektroenergetske mreže je ostala nepromenjena. Profil potrošnje, kao i profili proizvodnje elektrana priključenih na prenosni sistem uvaženi su na isti način u oba posmatrana slučaja. Takođe, profili proizvodnje elektrana na distributivnom nivou u posmatranom vremenskom horizontu zadržani su identični. Jedina razlika između razmatranih slučajeva odnosi se na nivo učešća elektrana koje koriste varijabilne obnovljive izvore energije na pragu između distributivnog i prenosnog sistema, u skladu sa ograničenjima definisanim važećim zakonskim okvirom.

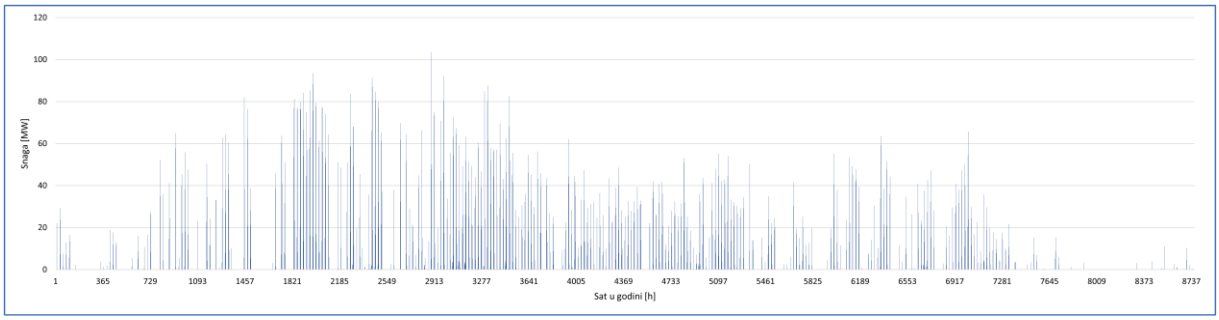
U prvom slučaju, na osnovu ukupne instalisane snage transformatora u transformatorskoj stanici na mestu predaje električne energije između distributivnog i prenosnog sistema, uvedeno je ograničenje prema kojem ukupna instalisana snaga elektrana koje koriste varijabilne obnovljive izvore energije ne prelazi 80% instalisane snage predmetne transformatorske stanice. Dodatno, na osnovu uvaženih profila proizvodnje, primenjen je uslov da

ukupna aktivna snaga koja se u jednom satnom intervalu predaje iz distributivnog u prenosni sistem preko pojedinačne transformatorske stanice ne premašuje vrednost od 16 MW.

Na osnovu definisanih slučajeva za razmatranje u daljoj analizi, na slici 4 prikazan je uporedni uvaženi profili planirane proizvodnje elektrana koje koriste varijabilne obnovljive izvore energije na distributivnom nivou, kako u slučaju bez primene ograničenja, tako i u slučaju sa uvaženim ograničenjima priključenja. Dodatno, na slici 5 prikazana je dnevna neuvažena energija distributivne proizvodnje, definisana kao razlika između ovih profila, a nastala kao posledica primene ograničenja priključenja. Analizom dobijenih profila može se uočiti da se ograničenja proizvodnje sprovode u ukupno 1 137 sati tokom posmatrane godine, pri čemu su ona dominantno prisutna u letnjim mesecima, kada je proizvodnja iz varijabilnih obnovljivih izvora najizraženija. Ukupna neuvažena energija distributivne proizvodnje na godišnjem nivou u sprovedenoj analizi iznosi približno 26 GWh.



Slika 4 - Uporedni prikaz uvaženih profila planirane proizvodnje iz elektrana sa i bez uvažavanja ograničenja

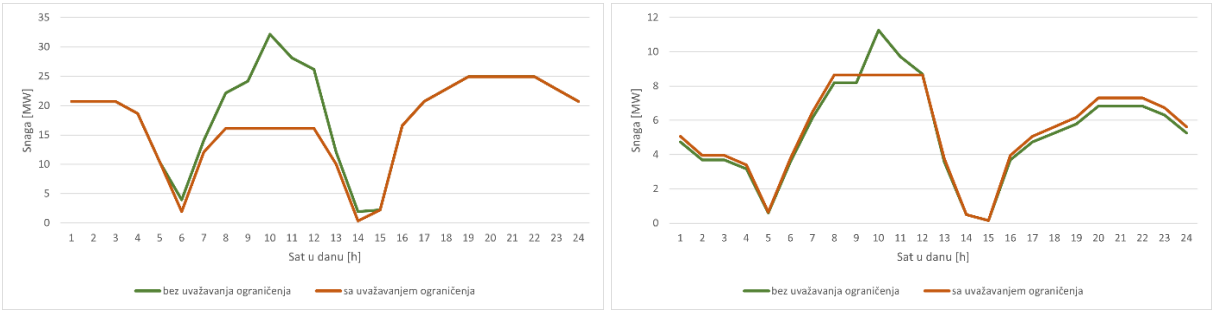


Slika 5 - Nivo neuvažene energije distributivne proizvodnje usled primene ograničenja

3 REZULTATI SPROVEDENIH ANALIZA

3.1 Uticaj ograničenja priključenja novih proizvodnih objekata na deo distributivnog sistema

Na slici 6 prikazani su dnevni profili opterećenja transformatora 110/x kV u transfomratoriskim stanicama u kojima je na osnovu dostavljenih podataka primenjeno ograničenje priključenja proizvodnih kapaciteta na distributivnom sistemu. Uporedno su prikazani dnevni profili opterećenja u slučaju bez uvažavanja ograničenja, kao i u slučaju sa primenjenim ograničenjima priključenja. Analizom prikazanih profila može se uočiti da primena ograničenja dovodi do smanjenja maksimalnih vrednosti opterećenja transformatora tokom perioda izražene proizvodnje iz varijabilnih obnovljivih izvora energije, pre svega u dnevnim satima sa visokim nivoom proizvodnje. Na ovaj način se postiže ravnomernije opterećenje transformatora tokom dana, čime se smanjuje rizik od preopterećenja i obezbeđuju povoljniji uslovi za dugotrajan i pouzdan rad mrežnih elemenata.

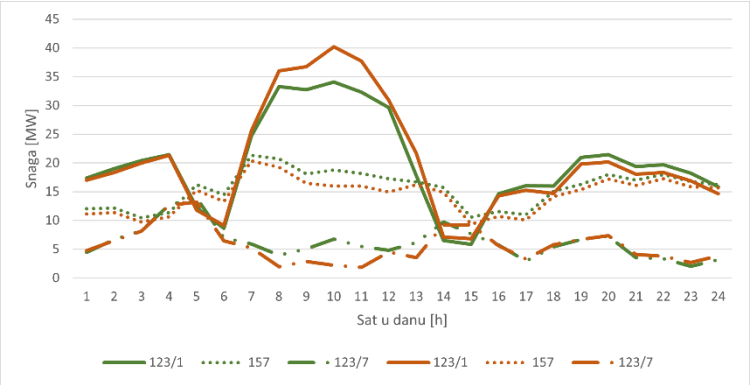


Slika 6 - Dnevni profil opterećenja transformatora 110/x kV u kojima je uvaženo ograničenje opterećenja Kolubarski okrug - TS 110/35 Aranđelovac (slika levo) i Rasinski okrug - TS 110/35 Aleksandrovac (slika desno)

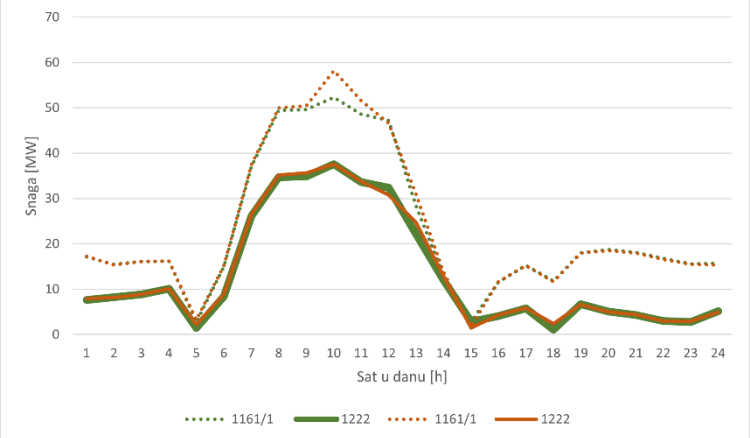
Na slikama 7 i 8 prikazani su dnevni profili opterećenja priključnih dalekovoda koji ulaze u transformatorske stanice 110/x kV u kojima je primenjeno ograničenje priključenja proizvodnih kapaciteta na distributivnom sistemu. Analiza je sprovedena za dva karakteristična dela mreže - područje Kolubarskog i Rasinskog okruga - kod kojih je prethodno uočen uticaj distributivne proizvodnje na opterećenje transformatora 110/x kV. Tabela II povezuje broj dalekovoda koji će se na dalje koristiti u analizama i nazive transformatorskih stanica .

Tabela II - Analizirani dalekovodi u rezultatima sprovedenih analiza

Broj DV u EES-u Republike Srbije	Naziv DV
DV 110 kV br. 1161/1	TS Aleksandrovac - TS Kruševac 1
DV 110 kV br. 1222	TS Aleksandrovac - TS Kuršumlija
DV 110 kV br. 123/1	TS Aranđelovac - TE Kolubara
DV 110 kV br. 157	TS Aranđelovac - TS Mladenovac
DV 110 kV br. 123/7	TS Aranđelovac - TS Aranđelovac 2



Slika 7 - Dnevni profil opterećenja dalekovoda koji ulaze u 110/x kV transformatorsku stanicu u kojima je uvaženo ograničenje opterećenja - Kolubarski okrug - TS 110/35 Aranđelovac



Slika 8 - Dnevni profil opterećenja dalekovoda koji ulaze u 110/x kV transformatorsku stanicu u kojima je uvaženo ograničenje opterećenja - Rasinski okrug - TS 110/35 Aleksandrovac

Uporednim prikazom profila opterećenja priključnih dalekovoda može se uočiti da se najveće vrednosti opterećenja javljaju u dnevnim satima, u periodu pojačane proizvodnje iz varijabilnih obnovljivih izvora energije. Primenom ograničenja priključenja dolazi do smanjenja vršnih opterećenja dalekovoda u tim satima, kao i do ublažavanja naglih promena tokova snaga, što je naročito izraženo u delovima mreže sa većom koncentracijom proizvodnih objekata na distributivnom nivou. Time se obezbeđuje ravnomernije opterećenje dalekovoda tokom dana i smanjuje rizik od preopterećenja pojedinih mrežnih elemenata.

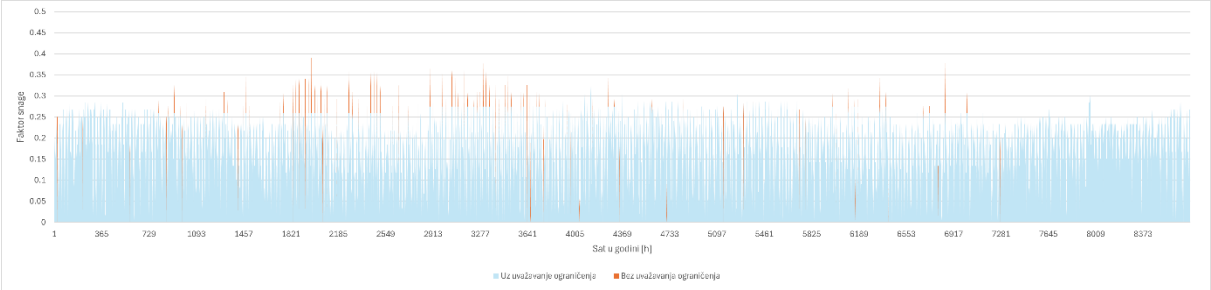
Rezultati ukazuju da efekat ograničenja priključenja nije ograničen isključivo na rasterećenje transformatora 110/x kV, već se direktno reflektuje i na opterećenje pripadajućih priključnih dalekovoda. Smanjeni tokovi snaga u periodima visoke proizvodnje dovode do povoljnijih uslova rada mreže, nižih tehničkih gubitaka i unapređenja pouzdanosti sistema, što potvrđuje značaj uvođenja ograničenja priključenja i sa aspekta operativnog rada elektroenergetskog sistema.

3.2 Uticaj ograničenja priključenja novih proizvodnih objekata na opterećenje distributivnih transformatora

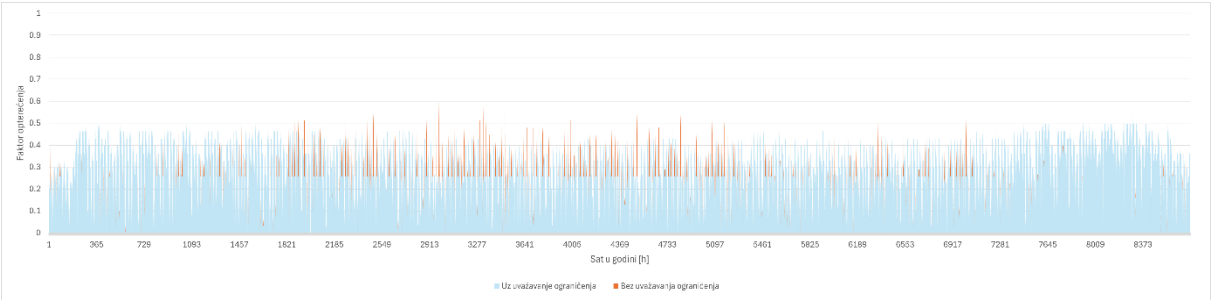
Radi numeričke kvantifikacije efekta rasterećenja transformatora 110/x kV, na slikama 9 i 10 prikazani su profili faktora opterećenja transformatora u transformatorskim stanicama TS 110/35 Aleksandrovac i TS 110/35 Aranđelovac, za sve satne intervale tokom posmatrane godine. Faktor opterećenja definisan je kao odnos stvarne aktivne snage koja se predaje kroz transformator i njegove nominalne instalisane snage.

Analizom prikazanih profila za TS Aleksandrovac može se uočiti da faktor opterećenja u slučaju bez uvažavanja ograničenja priključenja dostiže vrednosti i do 0,40, pri čemu su ove povišene vrednosti dominantno prisutne u letnjem periodu, kada je proizvodnja iz varijabilnih obnovljivih izvora energije najintenzivnija. Primenom ograničenja priključenja, maksimalne vrednosti faktora opterećenja se smanjuju i zadržavaju pretežno ispod nivoa od 0,25, što ukazuje na značajno ravnomernije iskorišćenje transformatora tokom cele godine. Analogna analiza za TS Aranđelovac ukazuje na još izraženije efekte prisustva distributivne proizvodnje bez primene ograničenja, gde faktor opterećenja u pojedinim satima dostiže vrednosti i do 0,60. Uvažavanjem ograničenja priključenja, ove vršne vrednosti se značajno redukuju, a faktor opterećenja se tokom najvećeg dela godine zadržava ispod nivoa od 0,45.

Opisano rasterećenje transformatora u oba analizirana slučaja potvrđuje da primena regulatornih ograničenja priključenja direktno doprinosi smanjenju termičkog opterećenja transformatora i poboljšanju uslova dugoročnog pouzdanog rada mrežnih elemenata.

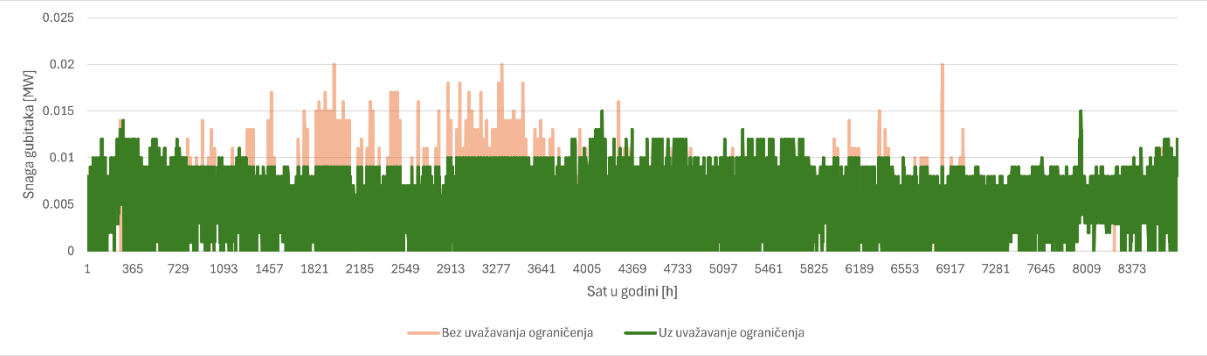


Slika 9 - Godišnji profil faktora opterećenja transformatora 110/x kV - TS 110/35 Aleksandrovac

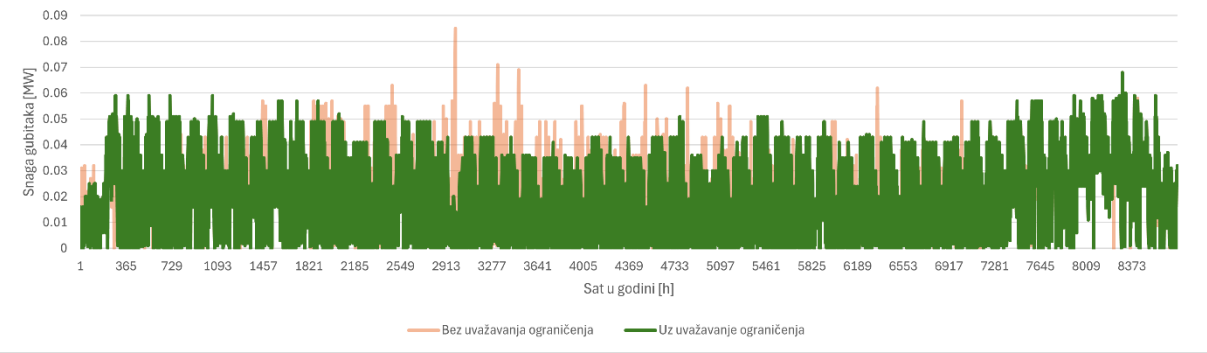


Slika 10 - Godišnji profil faktora opterećenja transformatora 110/x kV - TS 110/35 Aranđelovac

Dodatno, sprovedena je i uporedna analiza tehničkih gubitaka na transformatorima 110/x kV u razmatranim transformatorskim stanicama, sa ciljem sagledavanja efekata primene ograničenja priključenja na nivo tehničkih gubitaka u elektroenergetskom sistemu. Rezultati analiza pokazuju da primena ograničenja dovodi do smanjenja ukupnih gubitaka na transformatorima, što je direktna posledica nižih tokova snaga i rasterećenja transformatora u periodima povećane proizvodnje iz varijabilnih obnovljivih izvora energije. U slučaju TS 110/35 Aranđelovac ukupni godišnji gubici smanjeni su sa 206 MWh na 191 MWh, dok je kod TS 110/x Aleksandrovac ostvareno smanjenje sa 42.57 MWh na 43.49 MWh. Na slikama 11 i 12 prikazani su profili snage gubitaka na transformatoru u transformatorskim stanicama TS 110/35 Aleksandrovac i TS 110/35 Aranđelovac, za sve satne intervale tokom posmatrane godine.



Slika 11 - Godišnji profil snage gubitaka transformatora 110/x kV - TS 110/35 Aleksandrovac

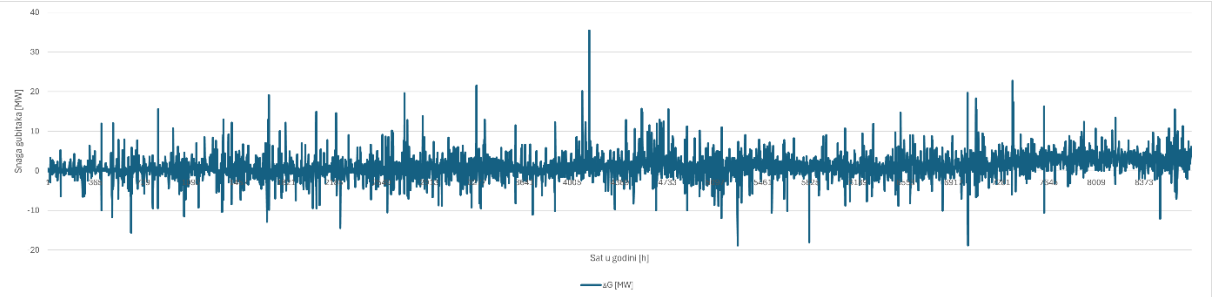


Slika 12 - Godišnji profil snage gubitaka transformatora 110/x kV - TS 110/35 Aranđelovac

Dobijeni rezultati potvrđuju da primena regulatornih ograničenja, pored uticaja na sigurnost rada sistema, doprinosi i unapređenju energetskih performansi mreže kroz smanjenje tehničkih gubitaka na ključnim mrežnim elementima.

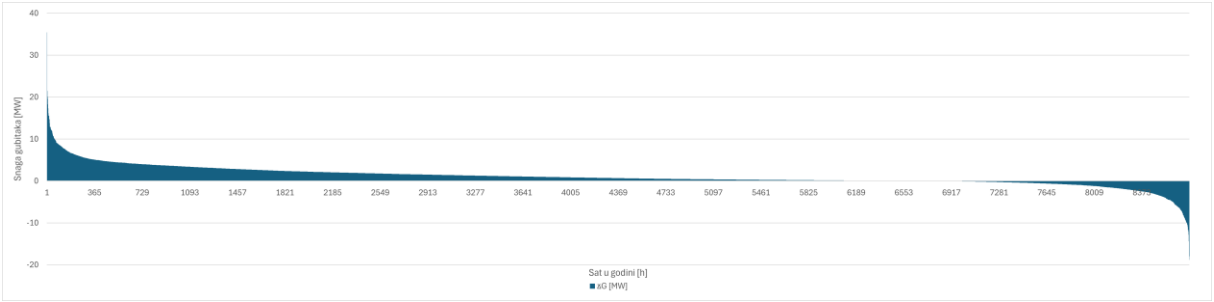
3.3 Uticaj ograničenja priključenja novih proizvodnih objekata na tokove snaga

Uporedna procena gubitaka u prenosnom sistemu sa i bez primene ograničenja priključenja prikazana je na slici 13. Prikaz obuhvata razliku ukupnih gubitaka u posmatranim satnim intervalima tokom godine, pri čemu pozitivne vrednosti ukazuju na smanjenje gubitaka usled primene ograničenja. Rezultati ukazuju da primena ograničenja priključenja na distributivnom sistemu u značajnom broju sati dovodi do smanjenja gubitaka u prenosnoj mreži, što je direktna posledica smanjenih tokova snaga i rasterećenja pojedinih mrežnih elemenata u periodima visoke proizvodnje iz varijabilnih obnovljivih izvora.



Slika 13 - Uporedna procena gubitaka u prenosnom sistemu sa i bez ograničenja prikljuenja

Radi jasnijeg sagledavanja nivoa i raspodele uticaja, na slici 14 prikazan je rangirani prikaz ukupnih gubitaka u prenosnoj mreži, sortiran od najvećih ka najmanjim vrednostima. Ovakav prikaz omogućava identifikaciju satnih intervala sa dominantnim doprinosom ukupnim gubicima, kao i jasno uočavanje činjenice da je najveći deo razlike u gubicima koncentrisan u relativno malom broju ekstremnih radnih režima. Istovremeno, u većem delu posmatranog perioda prisutne su manje, ali stabilne pozitivne razlike, što ukazuje na sistemski efekat primene ograničenja priključenja u smislu smanjenja ukupnih tehničkih gubitaka u mreži. Ukupni godišnji gubici smanjeni su sa 796 GWh na 787 GWh



Slika 14 - Rangirani prikaz razlike ukupnih gubitaka u prenosnoj mreži sa i bez uvažavanja ograničenja

Uvođenje ograničenja priključenja solarnih elektrana na distributivnom nivou u najvećem broju časova dovodi do smanjenja tehničkih gubitaka u prenosnom sistemu, što je direktna posledica smanjenih tokova snaga kroz prenosnu mrežu. Međutim, u manjem broju časova - dominantno van perioda izražene solarne proizvodnje - može doći do blagog povećanja gubitaka usled promene rasporeda tokova snaga u sistemu. Na godišnjem nivou, neto efekat primene ograničenja je smanjenje ukupnih tehničkih gubitaka u prenosnoj mreži. Zbog toga, dobijeni rezultati potvrđuju da ograničenja priključenja proizvodnih kapaciteta na distributivnom sistemu, pored regulatorne uloge u procesu priključenja, imaju i značajan uticaj na operativni rad elektroenergetskog sistema, kroz smanjenje opterećenja ključnih mrežnih elemenata i unapređenje energetskih pokazatelja rada prenosne mreže.

4 ZAKLJUČAK

Ovaj rad je napisan sa ciljem da se sagleda uticaj uvođenja regulatornih ograničenja priključenja elektrana koje koriste varijabilne obnovljive izvore energije na distributivni sistem, sa posebnim osvrtom na posledice koje ovakva ograničenja imaju na rad prenosnog sistema Republike Srbije. Povećan broj zahteva za priključenje i značajna zbirna instalisana snaga varijabilnih izvora na distributivnom nivou otvorili su potrebu za sistemskim sagledavanjem njihovog uticaja na tokove snaga, sigurnost rada i potrebe za balansiranjem elektroenergetskog sistema.

U uvodnom delu rada, kao i u okviru prvog poglavlja, dat je pregled regulatornog okvira koji uređuje proces priključenja elektrana koje koriste varijabilne obnovljive izvore energije, sa posebnim naglaskom na odredbe člana 68a Zakona o korišćenju obnovljivih izvora energije. U okviru prvog poglavlja, kroz prvu tačku, razmatrano je ograničenje prema kojem ukupna instalisana snaga elektrana koje koriste varijabilne izvore energije ne sme premašiti 80% ukupne instalisane snage transformatorske stanice na mestu predaje električne energije između distributivnog i prenosnog sistema. Ovo ograničenje odnosi se na proces priključenja planiranih proizvodnih kapaciteta na distributivni sistem i tiče se odluka koje se donose u okviru razvoja distributivne mreže. Druga tačka prvog poglavlja posvećena je ograničenju ukupne aktivne snage koja se predaje iz distributivnog u prenosni sistem, pri čemu je definisano da u jednoj transformatorskoj stanici ta snaga ne može biti veća od 16 MW. Ovo ograničenje odnosi se na proces operativnog rada elektroenergetskog sistema, odnosno njegove uloge u očuvanju sigurnog, pouzdanog i stabilnog rada prenosne mreže, iz ugla operatora prenosnog sistema i njegovih sistemskih obaveza.

U radu su jasno definisane ulazne pretpostavke korišćene u sprovedenim analizama, koje su bazirane na mrežnom modelu perspektivnog stanja elektroenergetskog sistema. Sistemske analize sprovedene su na satnom nivou, čime je omogućeno adekvatno uvažavanje varijabilnosti proizvodnje elektrana koje koriste obnovljive izvore energije, kao i promena potrošnje tokom karakterističnih režima rada elektroenergetskog sistema. Na osnovu uporedne analize slučajeva sa i bez primene ograničenja priključenja, uočen je uticaj ograničenja na planiranu proizvodnju na distributivnom nivou, pri čemu su ograničenja bila prisutna u 1 137 satnih tokom godine, dominantno u letnjem periodu, uz ukupnu neuvaženu energiju distributivne proizvodnje od približno 26 GWh na godišnjem nivou.

Rezultati sprovedenih analiza pokazuju da primena ograničenja priključenja na distributivnom sistemu ima merljiv i višestruko pozitivan uticaj na rad prenosnog sistema. Uporedna analiza dnevnih profila opterećenja transformatora 110/x kV i pripadajućih priključnih dalekovoda ukazuje na smanjenje vršnih opterećenja u periodima izražene proizvodnje iz varijabilnih obnovljivih izvora energije, kao i na ravnomerniju raspodelu tokova snaga tokom dana. Ovakvi efekti naročito su izraženi u delovima mreže sa većom koncentracijom distributivne proizvodnje, gde primena ograničenja doprinosi rasterećenju ključnih mrežnih elemenata i smanjenju rizika od nepovoljnih pogonskih stanja. Dodatno, analiza gubitaka u prenosnom sistemu potvrdila je da se u značajnom broju sati ostvaruju niže vrednosti tehničkih gubitaka u odnosu na slučaj bez primene ograničenja, pri čemu je najveći doprinos razlici u gubicima koncentrisan u manjem broju ekstremnih radnih režima. Na ovaj način

potvrđena je opravdanost primene regulatornih ograničenja ne samo sa aspekta procesa priključenja, već i sa stanovišta operativnog rada elektroenergetskog sistema.

Sve sprovedene analize u ovom radu rađene su za perspektivnu 2030. godinu, na osnovu podataka o potrošnji i planiranim proizvodnim kapacitetima koji su bili dostupni u 2025. godini. Tokom 2025. godine, u okviru procesa priključenja na prenosni sistem Republike Srbije, pojavio se veliki broj zahteva za priključenje samostalnih baterijskih skladišta električne energije, koja se, zbog tehničke i operativne jednostavnosti, dominantno pozicioniraju uz postojeće transformatorske stanice. Ukupna instalisana snaga do sada prijavljenih baterijskih skladišta premašuje 700 MW. S obzirom na to da se baterijska skladišta ponašaju dvojako, kroz potrošački i proizvođački režim rada, ovaj kapacitet u budućnosti može predstavljati značajan fleksibilni resurs elektroenergetskog sistema i potencijalno biti korišćen za ublažavanje ograničenja priključenja, kao i za unapređenje sigurnosti i pouzdanosti rada prenosnog i distributivnog sistema.

LITERATURA

[1] ZAKON O KORIŠĆENJU OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE, ("Sl. glasnik RS", br. 40/2021, 35/2023 i 94/2024 - dr. zakon)

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R5-05

ANALIZA ZAMJENE POSTOJEĆIH DISTRIBUTIVNIH TRANSFORMATORA SA ENERGETSKI EFIKASNIJIM JEDINICAMA

ANALYSIS OF THE REPLACEMENT OF EXISTING DISTRIBUTION TRANSFORMERS WITH HIGHER-EFFICIENCY UNITS

Rade NINKOVIĆ, ODS „Elektrokrajina“ a.d., Bosna i Hercegovina*
Bojan ŠUKALO, ODS „Elektrokrajina“ a.d., Bosna i Hercegovina

KRATAK SADRŽAJ

U elektroenergetskom sistemu gubici električne energije u distributivnoj mreži predstavljaju značajan tehnički, pogonski i finansijski problem. Svaki izgubljeni kilovatčas povećava operativne troškove proizvodnje i distribucije, a istovremeno smanjuje ekonomsku održivost sistema. Analizom je pokazano da zamjena postojećih distributivnih transformatora, na kraju njihovog životnog vijeka, novim jedinicama sa smanjenim gubicima (klase gubitaka AA_0A_k), usklađenim sa evropskom regulativom i standardima, može dovesti do znatnog smanjenja tehničkih gubitaka i ostvarivanja značajnih finansijskih ušteda. Pored ekonomskog efekta, smanjenje gubitaka ima i važnu ekološku dimenziju. U Republici Srpskoj značajan dio proizvodnje električne energije potiče iz termoelektrana koje koriste ugalj kao gorivo, pa svaka ušteda energije znači i smanjenje emisije CO_2. U radu je izvršena procjena smanjenja emisije CO_2 i drugih gasova sa efektom staklene bašte na osnovu faktora emisije, uz poređenje tehničkih karakteristika postojećih i novih transformatora. Rezultati pokazuju da ugradnja novih transformatora sa smanjenim gubicima u distributivnim mrežama donosi istovremeno finansijsku korist i ekološki benefit. Time se doprinosi dugoročnoj održivosti elektroenergetskog sistema Republike Srpske i usklađivanju sa evropskim klimatskim ciljevima, ali i stvaranju preduslova za širu primjenu energetski efikasnih tehnologija.

Ključne reči: distributivni transformatori, energetska efikasnost, tehnički gubici, emisija CO_2

ABSTRACT

In the power system, electricity losses in the distribution network represent a significant technical, operational, and financial problem. Every lost kilowatt-hour increases the operational costs of production and distribution, while simultaneously reducing the economic sustainability of the system. The analysis shows that replacing existing distribution transformers at the end of their service life with new units featuring reduced losses (loss class AA_0A_k, compliant with European regulations and standards, can lead to a substantial reduction in technical losses and the achievement of significant financial savings. Beyond the economic effect, the reduction of losses also has an important environmental dimension. In the Republic of Srpska, a significant portion of electricity production originates from coal-fired power plants; therefore, every energy saving results in a reduction of CO_2 emissions. This paper provides an assessment of the reduction in CO_2 and other greenhouse gas emissions based on emission factors, along with a comparison of the technical characteristics of existing and new transformers. The results demonstrate that the installation of new low-loss transformers in distribution networks yields simultaneous financial benefits and environmental gains. This contributes to the long-term sustainability of the power system in the Republic of Srpska and its alignment with European climate goals, while also creating the preconditions for a wider application of energy-efficient technologies.

Keywords: distribution transformers, energy efficiency, technical losses, CO_2 emissions

UVOD

Elektroenergetski sistemi suočavaju se sa rastućim zahtjevima za povećanjem energetske efikasnosti, pri čemu distributivne mreže predstavljaju ključnu kariku u procesu prenosa električne energije do krajnjih korisnika.

* Rade Ninković rade.ninkovic@elektrokrajina.com; Bojan Šukalo bojan.sukalo@elektrokrajina.com

Transformatori, kao osnovna oprema u distributivnim trafostanicama, tokom svog eksploatacionog vijeka, koji nerijetko prelazi trideset godina, neprekidno učestvuju u procesu transformacije napona. Međutim, usljed procesa pretvaranja električne energije u toplotu u jezgrima i namotajima, oni su i sami značajan izvor tehničkih gubitaka snage i energije.

Eksploatacija transformatora starije generacije, koji su projektovani prema zastarjelim standardima i sa manje efikasnim materijalima, danas postaje ekonomski i ekološki neprihvatljiva praksa. Visoki gubici u praznom hodu, kao i gubici pod opterećenjem koji se usljed kvadratne zavisnosti od struje značajno povećavaju pri većim opterećenjima, direktno utiču na rentabilnost rada distributivnog preduzeća. U skladu sa važećim evropskim direktivama o ekološkom dizajnu (Ecodesign), uvođenje transformatora visoke efikasnosti klase AA_0A_k predstavlja tehnološko rješenje koje značajno umanjuje ove operativne troškove i emisiju CO_2, usklađujući poslovanje sa principima održivog razvoja.

Cilj ovog rada je kvantifikacija energetskih, ekonomskih i ekoloških efekata modernizacije transformatora u distributivnoj mreži. Kroz detaljnu analizu 15-minutnih profila opterećenja za četiri reprezentativne klase transformatora snaga 250 kVA, 400 kVA, 630 kVA i 1000 kVA, rad definiše metodološki okvir za procjenu isplativosti zamjene opreme. Primjenom analize troškova životnog ciklusa (LCC) i poređenjem sa stanjem postojeće mreže, rad pruža osnovu za optimizaciju plana budućih investicija, balansirajući između inicijalnih troškova nabavke i dugoročnih benefita ostvarenih kroz drastično smanjenje energetskih gubitaka.

1 EVROPSKI ZAHTJEVI I STANDARDI ZA EFIKASNOST TRANSFORMATORA

Energetska efikasnost distributivnih transformatora predstavlja ključni prioritet savremene energetske politike, vođene zahtjevima za smanjenje tehničkih gubitaka i emisija gasova sa efektom staklene bašte. Regulatorni okvir Evropske unije, kroz Ecodesign direktivu 2009/125/EC, definiše obavezujuće zahtjeve za energetske transformatore.

Specifični kriterijumi propisani su Uredbom Komisije (EU) br. 548/2014, uz izmjene donesene Uredbom (EU) 2019/1783. Druga faza ovih zahtjeva („Tier 2“), koja je stupila na snagu 1. jula 2021. godine, dodatno je pooštrila maksimalno dozvoljene vrijednosti gubitaka u praznom hodu i pod opterećenjem. Uz to, nova Uredba (EU) 2024/1781 (ESPR) naglašava potrebu za sagledavanjem performansi proizvoda tokom cijelog životnog ciklusa, uključujući trajnost i uticaj na životnu sredinu.

Bosna i Hercegovina, kao članica Energetske zajednice, obavezna je da postepeno usklađuje nacionalno zakonodavstvo sa ovim EU direktivama. Modernizacija distributivne mreže kroz zamjenu zastarjelih transformatora jedinicama klase AA_0A_k predstavlja jednu od ključnih mjera za ispunjenje ovih obaveza, pri čemu se primjena novih jedinica oslanja na standarde serije IEC 60076 koji definišu metode ispitivanja i klasifikaciju performansi.

2 GUBICI I ENERGETSKA EFIKASNOST DISTRIBUTIVNIH TRANSFORMATORA

Gubici u distributivnim transformatorima predstavljaju posljedicu elektromagnetnih i termičkih procesa koji se odvijaju u jezgri i namotajima tokom rada. Oni se dijele na gubitke u praznom hodu i gubitke pod opterećenjem. Ukupni gubici transformatora određuju se standardizovanim metodama ispitivanja definisanim u standardima serije IEC 60076, čime se obezbjeđuje uporedivost tehničkih karakteristika transformatora različitih proizvođača.

Gubici u praznom hodu (P_0) nastaju u jezgri transformatora usljed magnetizacije pri priključenju na nazivni napon i prisutni su tokom čitavog vremena uključenosti transformatora, nezavisno od opterećenja. Njihova vrijednost zavisi prvenstveno od magnetnih karakteristika materijala jezgre i kvaliteta izrade. Smanjenje ovih gubitaka postiže se primjenom savremenih magnetnih materijala, poput visokokvalitetnih orijentisanih elektro-limova ili amorfnih jezgri.

Gubici pod opterećenjem (P_k) nastaju usljed proticanja struje kroz namotaje transformatora i direktno zavise od stepena opterećenja. Ova komponenta gubitaka obuhvata omske (I^2R) gubitke u provodnicima, kao i dodatne gubitke izazvane rasipnim magnetnim tokovima u konstrukcionim dijelovima transformatora. Njihova vrijednost raste sa kvadratom struje opterećenja, zbog čega imaju veći značaj kod transformatora koji rade sa većim faktorom opterećenja.

Ukupni tehnički gubici transformatora predstavljaju zbir gubitaka u praznom hodu i gubitaka pod opterećenjem. Savremeni distributivni transformatori projektuju se sa ciljem minimizacije obje komponente gubitaka, primjenom kvalitetnijih magnetnih materijala, optimizacijom konstrukcije namotaja i unapređenjem tehnologije izrade.

Primjena transformatora sa smanjenim gubicima omogućava povećanje energetske efikasnosti distributivne mreže, smanjenje operativnih troškova i indirektno smanjenje emisije CO_2 u elektroenergetskom sistemu.

3 TEHNIČKE KARAKTERISTIKE ANALIZIRANIH TRANSFORMATORA

U cilju procjene efekata smanjenja tehničkih gubitaka analizirana su dva tipa distributivnih transformatora jednake nazivne snage: transformator standardne izvedbe starije generacije i savremeni transformator sa smanjenim gubicima klase AA_0A_k. Uporedna analiza zasniva se na razlikama u gubicima u praznom hodu (P_0) i gubicima pod opterećenjem (P_k), koji predstavljaju osnovne parametre energetske efikasnosti transformatora.

Transformatori starije generacije projektovani su prema ranijim tehničkim standardima, pri čemu energetska efikasnost nije bila primarni kriterijum projektovanja. Kod ovih transformatora gubici u praznom hodu i gubici pod opterećenjem su veći zbog primjene starijih materijala i manje optimizovane konstrukcije jezgre i namotaja.

Savremeni transformatori sa smanjenim gubicima klase AA_0A_k konstruisani su u skladu sa zahtjevima evropske regulative o energetskoj efikasnosti. Primjenom kvalitetnijih magnetnih materijala i optimizovane konstrukcije aktivnog dijela transformatora postiže se značajno smanjenje gubitaka u praznom hodu i pod opterećenjem.

Osnovne razlike između analiziranih transformatora odnose se na vrijednosti gubitaka, materijal jezgre i konstrukciju namotaja, pri čemu transformatori klase AA_0A_k ostvaruju veću energetsku efikasnost i niže ukupne godišnje gubitke električne energije.

U cilju objektivne procjene efekata smanjenja tehničkih gubitaka, analiziraju se dva tipa distributivnih transformatora jednake nazivne snage, ali različite energetske klase. Prvi transformator predstavlja tipičnu jedinicu starije generacije, kakva je široko zastupljena u postojećim distributivnim mrežama. Drugi transformator pripada grupi savremenih jedinica sa smanjenim gubicima, konstruisanih u skladu sa važećim evropskim zahtjevima za energetsku efikasnost. Uporedne tehničke karakteristike predstavljaju osnovu za kvantifikaciju gubitaka i procjenu energetskih, ekonomskih i ekoloških efekata njihove primjene.

4 METODOLOGIJA ANALIZE

Metodologija analize zasniva se na uporednom proračunu tehničkih gubitaka dviju kategorija distributivnih transformatora iste nazivne snage: transformatora standardne izvedbe (bez smanjenih gubitaka) i transformatora projektovanih u skladu s visokim energetskim zahtjevima (klasa AA_0A_k). Cilj metodologije je da uporedi gubitke u praznom hodu i pod opterećenjem, a zatim na osnovu toga izračuna ukupne godišnje energetske gubitke, finansijski uticaj i pripadajuće emisije CO_2.

Faktor opterećenja određen je na osnovu srednje 15-minutne snage u posmatranom periodu od jedne godine, primjenom izraza $k = P_{sr}/P_n$. Dobijene vrijednosti korištene su za realnu procjenu godišnjih gubitaka, čime je izbjegnuta aproksimacija konstantnog opterećenja.

4.1 Polazni podaci

Za potrebe analize koriste se sljedeći ulazni parametri:

- Nazivna snaga transformatora (npr. 250 kVA, 400 kVA, 630 kVA ili 1000 kVA),
- Gubici u praznom hodu (P_0) za oba tipa transformatora,
- Gubici pod opterećenjem (P_k) pri nominalnom opterećenju,
- Faktor opterećenja transformatora tokom godine (k), kao realna mjera korištenja,
- Broj radnih sati u godini, uz pretpostavku kontinualnog rada (8.760 h),
- Faktor emisije CO_2 za elektroenergetski sistem,
- Cijena električne energije, radi izračuna finansijske uštede,

Sve vrijednosti za P_0 i P_k preuzimaju se iz tehničkih listova proizvođača ili iz standardizovanih podataka za klase efikasnosti transformatora.

4.2 Proračun gubitaka u praznom hodu

Za razliku od gubitaka pod opterećenjem, gubici u praznom hodu ne zavise od faktora opterećenja *k*, već isključivo od napona i frekvencije napajanja. U nominalnim uslovima rada smatraju se konstantnim tokom čitavog perioda uključenosti transformatora.

Vrijednost P_0 preuzima se iz tehničke dokumentacije proizvođača i izražava se u *kW*.

Ukoliko je transformator pod naponom tokom cijele godine, godišnji energetski gubici u praznom hodu iznose:

$$E_0 = P_0 \cdot t$$

gdje je:

- E_0 – godišnji gubitak energije u praznom hodu (kWh),
- P_0 – snaga gubitaka u praznom hodu (kW),
- t – vrijeme rada (h/god),

Godišnja ušteda energije ostvarena smanjenjem gubitaka u praznom hodu iznosi:

$$\Delta E_0 = \left(P_{0,stari} - P_{0,novi}\right) \cdot 8.760$$

Iz izraza je vidljivo da čak i relativno mala razlika u vrijednostima P_0 dovodi do značajnih godišnjih energetskih ušteda, budući da su ovi gubici prisutni tokom čitavog perioda rada transformatora. Ova komponenta je naročito značajna kod transformatora sa niskim faktorom opterećenja, gdje gubici u praznom hodu čine dominantan dio ukupnih godišnjih gubitaka.

4.3 Proračun gubitaka pod opterećenjem

Gubici pod opterećenjem (P_k) predstavljaju varijabilnu komponentu ukupnih gubitaka transformatora koji zavise od stepena opterećenja transformatora.

Pri nazivnom opterećenju ($k = 1$), vrijednost gubitaka pod opterećenjem jednaka je deklarisanoj vrijednosti P_k iz tehničke dokumentaciji, dok se u realnim uslovima izračunava kao:

$$P_{k,r} = P_k \cdot k^2$$

gdje je:

- P_k– gubitak pod opterećenjem pri nazivnoj struji (kW),
- k – faktor opterećenja ($0 < k \leq 1$).

Energetski gubici pod opterećenjem iznose:

$$E_k = P_k \cdot \sum_{i=1}^{n} \left(k_i^2 \cdot \Delta t \right)$$

gdje je:

- E_k– godišnji gubitak energije pod opterećenjem (kWh),
- n – ukupan broj 15-minutnih intervala u godini,
- Δt – trajanje intervala (0,25 h),

Godišnja ušteda energije usljed smanjenih gubitaka pod opterećenjem iznosi:

$$\Delta E_k = \left(P_{k,stari} - P_{k,novi}\right) \cdot \sum_{i=1}^{n} \left(k_i^2 \cdot \Delta t \right)$$

Značaj smanjenja P_k raste sa kvadratom faktora opterećenja, zbog čega optimizacija namotaja ostvaruje najizraženije energetske i finansijske uštede kod transformatora s visokim nivoom opterećenja.

4.4 Ukupni godišnji energetski gubici

Ukupni godišnji gubici transformatora (E_{uk}) predstavljaju zbir energetskih gubitaka u praznom hodu (E_0) i gubitaka pod opterećenjem (E_k). Oni služe kao osnova za kvantifikaciju energetskog uticaja transformatora na sistem, kao i za izračunavanje finansijskih i ekoloških benefita zamjene .

Uzimajući u obzir sumu kvadrata 15-minutnih faktora opterećenja (k_i) tokom godine (n = 35.040 intervala), ukupni godišnji gubici iznose:

$$E_{uk} = E_0 + E_k = P_0 \cdot t + P_k \cdot \sum_{i=1}^{n} (k_i^2 \cdot \Delta t)$$

gdje je:

- P_0 – gubici u praznom hodu (kW),
- P_k – gubici pod opterećenjem pri nazivnom opterećenju (kW),
- Δt – trajanje intervala (0,25 h),

Godišnja ušteda energije usljed zamjene transformatora starije generacije modernom izvedbom iznosi:

$$\Delta E_{uk} = E_{uk,stari} - E_{uk,novi}$$

Ovaj izraz omogućava direktnu kvantifikaciju doprinosa modernizacije distributivne mreže, predstavljajući polaznu osnovu za proračun finansijskih ušteda i smanjenja emisije CO_2.

4.5 Finansijski gubici i ekonomska analiza

Godišnji finansijski trošak gubitaka $(C)_g$ predstavlja "cijenu neefikasnosti" distributivnog sistema, izračunatu kao:

$$C_g = E_{uk} \cdot c_e$$

gdje je (c_e) jedinična cijena električne energije. Kvantifikacija ovog troška prvi je korak u dokazivanju neisplativosti eksploatacije transformatora starije generacije. Preliminarna isplativost zamjene određuje se kroz jednostavni period povrata (T_{pp})

$$T_{pp} = \frac{I_{invest}}{\Delta C_g}$$

gdje je:

I_{invest}– dodatni trošak nabavke modernog transformatora,

ΔC_g– ostvarena godišnja finansijska ušteda

Radi preciznije procjene dugoročne održivosti, primijenjena je analiza troškova životnog ciklusa (*Life Cycle Costing – LCC*), koja sumira inicijalne investicione troškove (I_{inv}) i diskontovane operativne gubitke tokom vijeka trajanja (N):

$$LCC = I_{inv} + \sum_{n=1}^{N} \frac{C_g}{(1+i)^n}$$

gdje i predstavlja diskontnu stopu. LCC metodologija dokazuje ekonomsku superiornost transformatora klase AA_0A_k, jer se njihova viša nabavna cijena kompenzuje značajnim smanjenjem operativnih gubitaka tokom eksploatacije, čime se fokus pomjera sa trenutne cijene na dugoročnu ekonomsku efikasnost .

4.6 Smanjenje emisije CO_2

Smanjenje tehničkih gubitaka transformatora ima direktan uticaj na emisiju gasova sa efektom staklene bašte, prvenstveno CO_2, jer manja potrošnja električne energije znači manju potrebu za proizvodnjom, naročito u sistemima sa značajnim udjelom termoelektrana na fosilna goriva. Godišnja emisija CO_2 povezana sa gubicima energije transformatora može se izraziti kao:

$$G_{CO2} = \frac{E_{uk} \cdot f_{CO2}}{1000}$$

gdje je:

- CO_2– godišnja emisija CO_2 (t/god),
- E_{uk}– ukupni godišnji energetski gubici transformatora (kWh),
- f_{CO2}– faktor emisije za elektroenergetski miks (kg/kWh), koji varira zavisno od udjela obnovljivih izvora u sistemu.

Godišnje smanjenje emisije CO_2 ostvareno zamjenom starog transformatora novim iznosi:

$$\Delta G_{CO2} = \frac{\left(E_{uk,stari} - E_{uk,novi}\right) \cdot f_{CO2}}{1000}$$

Ovakva valorizacija gubitaka, osim kroz direktne finansijske uštede, opravdava modernizaciju mreže i kroz ekološke benefite, što je usklađeno sa savremenim zahtjevima energetske tranzicije.

5 REZULTATI ANALIZE

Na osnovu definisane metodologije, izvršena je uporedna analiza dva tipa distributivnih transformatora iste nazivne snage: standardne jedinice starije generacije i savremenog transformatora klase AA_0A_k. Analiza obuhvata proračun tehničkih gubitaka, finansijskih efekata i redukcije emisije CO_2, pri čemu su kao ulazni podaci korišćeni 15-minutni profili opterećenja transformatora snaga 250 kVA, 400 kVA, 630 kVA i 1000 kVA.

Cilj ove analize jeste kvantifikacija energetske i ekonomske opravdanosti zamjene opreme, čime se definišu prioriteti u planiranju investicija operatora distributivnog sistema. Dobijeni su rezultati ukazuju na značajne razlike u efikasnosti zavisno od faktora opterećenja i instalisane snage.

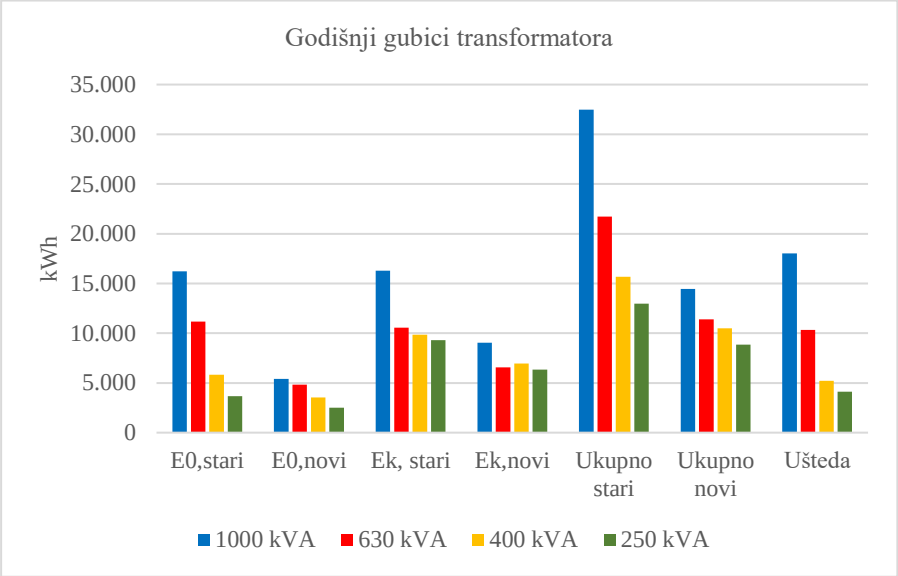
5.1 Analiza gubitaka energije

U ovom poglavlju kvantifikovani su godišnji energetski gubici za analizirane transformatorske jedinice. Proračun obuhvata sumarne gubitke u praznom hodu (E_0) i gubitke pod opterećenjem (E_k), izvedene na osnovu 15-minutnih profila opterećenja za posmatrani godišnji period. Rezultati jasno pokazuju razliku u energetskoj efikasnosti između transformatora starije generacije i savremene klase AA_0A_k, prikazanu u Tabeli I.

Tabela I – Godišnji energetski gubici transformatora

Nazivna snaga transformatora	Prosječni godišnji faktor opterećenja (k)	Standardni transformator		Transformator sa smanjenim gubicima (AA_0A_k)		Razlika u gubicima energije		
		E_0 (kWh)	E_k (kWh)	E_0 (kWh)	E_k (kWh)	ΔE_0 (kWh)	ΔE_k (kWh)	ΔE_{uk} (kWh)
1000 kVA	0,36	16.212,93	16.277,94	5.419,95	9.041,31	10.792,98	7.236,63	**18.029,61**
630 kVA	0,38	11.163,54	10.567,51	4.838,13	6.566,33	6.325,41	4.001,18	**10.326,59**
400 kVA	0,45	5.835,68	9.848,55	3.528,76	6.958,22	2.306,92	2.890,33	**5.197,25**
250 kVA	0,49	3.653,65	9.310,77	2.497,43	6.344,88	1.156,22	2.965,89	**4.122,11**

Grafičiki prikaz udjela gubitaka prije i nakon zamjene transformatora je dat na slici 1.



Slika 1 – Godišnji gubici analiziranih transformatora

Iz priloženih rezultata uočljivo je da transformatori snage 1000 kVA ostvaruju najveće apsolutne uštede energije, što ih čini primarnim kandidatima za prioritetnu zamjenu u distributivnoj mreži.

5.2 Uticaj na emisiju CO_2 i ekološke koristi

Redukcija tehničkih gubitaka u transformatorima direktno doprinosi dekarbonizaciji elektroenergetskog sistema, budući da svaki ušteđeni kilovat sat (kWh) eliminiše potrebu za dodatnom proizvodnjom u termoelektranama. Prema podacima za 2024. godinu, ugalj i dalje predstavlja dominantan energent u regionu; udio termoelektrana u ukupnoj proizvodnji električne energije iznosio je 55,75% u Republici Srpskoj, dok je u Federaciji BiH taj procenat bio znatno viši i iznosio je 74,35%. U istom periodu, udio energije dobijene iz uglja u Srbiji iznosio je 60,49%, a u Crnoj Gori bio 45,46%. Nasuprot regionalnom prosjeku, u Evropskoj uniji ovaj udio značajno varira – od država koje su u potpunosti ugasile svoje termoelektrane na ugalj (0%), do Poljske koja sa udjelom od oko 61% i dalje zadržava visoku zavisnost od ovog energenta.

Uzimajući u obzir faktor emisije CO_2 za termoelektrane od 0,9 kg/kWh, izračunati ukupni faktor emisije za Republiku Srpsku iznosi 0,501 kg/kWh. Smanjenje emisije CO_2 (ΔG_{CO2}) ostvareno zamjenom transformatora prikazano je u Tabeli II.

Tabela II– Smanjenje emisije CO2

Nazivna snaga transformatora	ΔE_{uk} (kWh)	ΔCO2 (t/god)
1000 kVA	18.029,61	9,03
630 kVA	10.326,59	5,17
400 kVA	5.197,25	2,60
250 kVA	4.122,11	2,06

Ova ušteda posjeduje direktnu ekonomsku vrijednost. Primjenom cijena emisije CO_2 u EU (70–75 €/t), u skladu sa CBAM mehanizmom, modernizacija transformatora omogućava pretvaranje ekoloških benefita u mjerljivu finansijsku korist. Na taj način, ulaganje u energetski efikasne jedinice klase AA_0A_k postaje ključni instrument za usklađivanje poslovanja sa evropskim klimatskim ciljevima, istovremeno smanjujući operativne troškove i ugljenični otisak distributivne mreže.

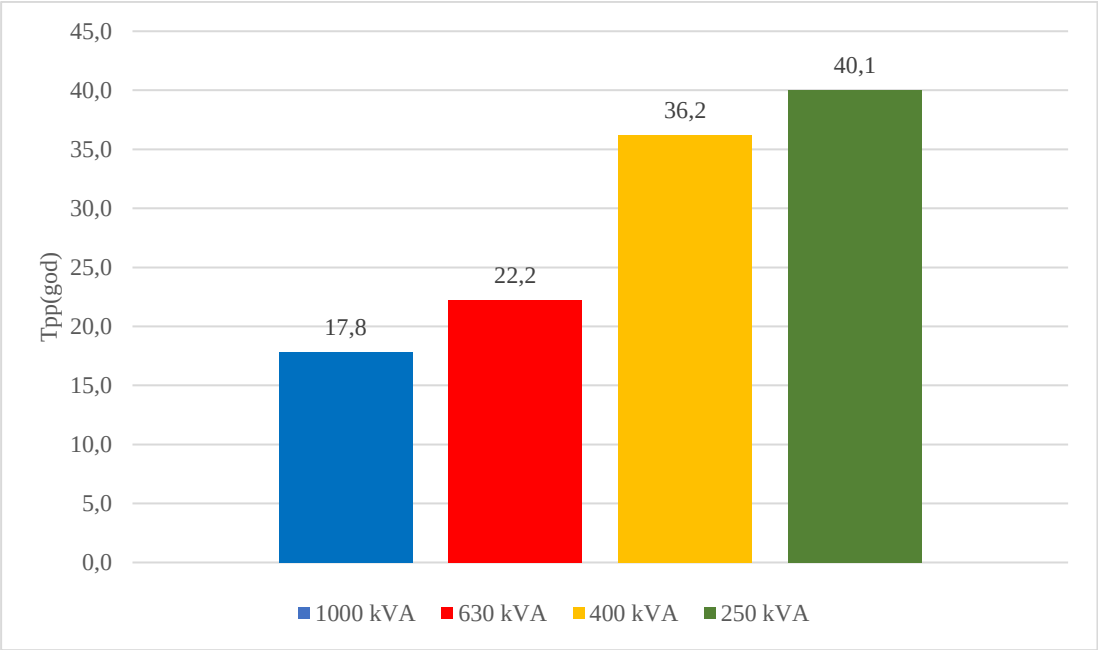
5.3 Ekonomska analiza

Ekonomska evaluacija modernizacije transformatorskih jedinica zasnovana je na jediničnoj cijeni električne energije od 109 €/MWh, koju operator distributivnog sistema operator plaća za pokrivanje tehničkih gubitaka. Analiza je obuhvatila investicionu vrijednost zamjene (I_{inv}), godišnje troškove gubitaka za stare i nove jedinice, te ostvarene finansijske uštede (ΔC_g). Rezultati analize prikazani su u Tabeli III.

Tabela III - Ekonomska analiza

Nazivna snaga transformatora	Investicija (€)	God. trošak (stari) (€)	God.trošak (novi) (€)	Godišnja ušteda (ΔC_g)	LCC (30 god.) (€)	Tpp (god)
1000 kVA	35.000,00	3.541,50	1.576,28	1.965,23	62.047,52	17,8
630 kVA	25.000,00	2.368,68	1.243,09	1.125,60	51.730,19	22,2
400 kVA	20.500,00	1.709,58	1.143,08	566,50	40.614,21	36,2
250 kVA	18.000,00	1.413,12	963,81	449,31	34.538,10	40,1

Iz dijagrama na slici 2 je uočljiva jasna korelacija između nazivne snage transformatora i perioda povrata investicije. Transformatori snage 1000 kVA ostvaruju najkraći period povrata (T_{pp} = 17,8 godina), što ih svrstava u prioritetnu kategoriju za proaktivnu zamjenu modernim jedinicama klase AA_0A_k. Nasuprot tome, za jedinice snage 250 kVA, period povrata od 40,1 godina ukazuje na to da su ove jedinice ekonomski manje atraktivne za trenutnu zamjenu, te da kod njih treba primjenjivati strategiju reaktivne zamjene nakon isteka njihovog tehničkog vijeka ili pojave kvara.



Slika 2 – Period povrata investicije

Pored jednostavnog perioda povrata (T_{PP}), koji daje uvid u nominalni vremenski okvir investicije, sprovedena je dinamička analiza troškova životnog ciklusa (LCC) sa diskontnom stopom od 5%. Dok T_{PP} služi kao preliminarni indikator, LCC analiza pruža precizniju sliku ekonomske održivosti, uzimajući u obzir vremensku vrijednost novca i kumulativne efekte ušteda tokom projektovanog vijeka od 30 godina. Rezultati potvrđuju da modernizacija transformatora velikih snaga predstavlja ekonomski najpovoljniju opciju, dok se kod jedinica manjih snaga opravdanost investicije mora posmatrati kroz širi okvir operativne efikasnosti mreže.

6 ZAKLJUČAK

Analiza zamjene distributivnih transformatora energetski efikasnijim jedinicama klase AA_0A_k potvrdila je da ugradnja novih transformatora predstavlja jednu od najefikasnijih mjera za smanjenje tehničkih gubitaka električne energije. Istraživanje je pokazalo da su tehničko-ekonomski efekti direktno uslovljeni instalisanom snagom i intenzitetom opterećenja transformatora, što nalaže diferenciran pristup u planiranju investicija.

Na osnovu sprovedene analize, mogu se izvesti sljedeći ključni zaključci i preporuke za operatore distributivnog sistema:

1. Prioritet proaktivne zamjene: Transformatori većih instalisanih snaga (npr. 1000 kVA) generišu najveće apsolutne gubitke energije, što rezultuje najkraćim periodom povrata investicije. Tako da ove jedinice

treba da budu primarni fokus proaktivnih investicionih planova, čime se postiže najbrži i najvidljiviji efekat na smanjenje gubitaka u distributivnoj mreži.

2. Strategija planske (reaktivne) zamjene: Za transformatore manjih instalisanih snaga (npr. 250 kVA), gdje je period povrata investicije duži, ekonomski je opravdano primijeniti strategiju planske zamjene. To podrazumijeva obaveznu ugradnju transformatora klase AA_0A_k isključivo u trenucima kada postojeće jedinice postanu tehnički neadekvatne, dotraju ili pretrpe kvar. Ovakav pristup omogućava postepeno podizanje energetske efikasnosti sistema bez ugrožavanja finansijske stabilnosti i investicionih budžeta.

3. Dugoročni ekonomski i ekološki benefiti: Ekonomska opravdanost projekata zamjene transformatora postaje još izraženija ukoliko se u analizu uključe faktori poput očekivanog rasta cijena električne energije, troškova emisije CO_2 (CBAM) i regulatornih zahtjeva za održivim poslovanjem. Implementacija predloženih smjernica direktno doprinosi smanjenju operativnih troškova, povećanju pouzdanosti napajanja i ispunjenju obaveza preuzetih kroz proces energetske tranzicije.

U konačnici, uspostavljanje metodologije prioritizacije investicija, zasnovane na ekonomskoj isplativosti i sistemskom sagledavanju gubitaka, predstavlja neophodan korak ka optimizaciji elektrodistributivnog sistema i njegovom usklađivanju sa savremenim evropskim standardima energetske efikasnosti

LITERATURA

[1] European Commission, "Commission Regulation (EU) No 548/2014 of 21 May 2014 implementing Directive 2009/125/EC with regard to small, medium and large power transformers", Official Journal of the European Union, 2014.
[2] European Commission, "Commission Regulation (EU) 2019/1783 of 1 October 2019 amending Regulation (EU) No 548/2014", Official Journal of the European Union, 2019.
[3] European Parliament and Council, "Regulation (EU) 2024/1781 establishing a framework for the setting of ecodesign requirements for sustainable products (ESPR)", 2024.
[4] International Electrotechnical Commission, "IEC 60076-20:2017 – Power transformers – Part 20: Energy efficiency", Geneva, 2017.
[5] Energy Community Secretariat, "Treaty establishing the Energy Community", Official Journal of the European Union, 2006.
[6] Schneider Electric, "Minera Oil Distribution Transformers – Technical Catalogue".
[7] Državna regulatorna komisija za električnu energiju, "Izvještaj o radu Državne regulatorne komisije za električnu energiju u 2024. godini", Tuzla, 2024.

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R5-06

ISPITIVANJE UTICAJA PARALELNOG RADA SEKUNDARNIH TRANSFORMATORA NA TEHNIČKE GUBITKE

INVESTIGATION OF THE IMPACT OF PARALLEL OPERATION OF SECONDARY TRANSFORMERS ON TECHNICAL LOSSES

Uroš OGNJENOVIĆ, Crnogorski elektrodistributivni sistem, Crna Gora*
Andrija VUJOVIĆ, Crnogorski elektrodistributivni sistem, Crna Gora
Mihailo NIKOLIĆ, Crnogorski elektrodistributivni sistem, Crna Gora
Filip ASANOVIĆ, Crnogorski elektrodistributivni sistem, Crna Gora

KRATAK SADRŽAJ

Sekundarne trafostanice prenosnog odnosa 35/10 kV koje napajaju distributivna područja su mahom opremljene sa dva transformatora iste ili približne snage. U onim trafostanicama u kojima je opterećenje veće od nominalne snage transformatora veće snage, u pogonu su oba transformatora. Za ostale trafostanice je interesantno ispitati ekonomsku opravdanost paralelnog rada transformatora, odnosno uticaj opterećenja na ukupne gubitke u trafostanici u slučaju rada jednog i dva transformatora, respektivno, i izvesti zavisnost svih varijabli sa ciljem optimalnog pogona sistema i smanjenja gubitaka. Imajući u vidu da se gubici transformatora sastoje od gubitaka u gvožđu, koji su približno konstantni jer zavise od napona, i gubitaka u bakru, koji zavise od struje, postavlja se pitanje da li se usljed promjenljive potrošnje javljaju režimi rada kada je poželjno isključiti jedan transformator, odnosno režimi kada je paralelan rad transformatora ekonomičnija opcija. U trafostanicama sa ovim karakteristikama bi se upotrebom softverskih rješenja moglo upravljati prekidačima transformatora u realnom vremenu sa ciljem smanjenja tehničkih gubitaka u mreži.

Ključne reči: transformatori, gubici, optimizacija, paralelni rad

ABSTRACT

Secondary substations with a 35/10 kV transformation ratio that supply distribution areas are mostly equipped with two transformers of equal or approximately equal rated power. In those substations where the load exceeds the nominal power of the higher-rated transformer, both transformers are in operation. For the remaining substations, it is of interest to examine the economic justification of parallel transformer operation, that is, the impact of load on total losses in the substation in the case of operation with one transformer and with two transformers, respectively, and to derive the relationships among all variables with the aim of optimal system operation and loss reduction. Considering that transformer losses consist of core (iron) losses, which are approximately constant since they depend on voltage, and copper losses, which depend on current, the question arises whether, due to variable consumption, operating regimes occur in which it is desirable to switch off one transformer, as well as regimes in which parallel operation of transformers is the more economical option. In substations with these characteristics, the use of software solutions could enable real-time control of transformer circuit breakers with the goal of reducing technical losses in the network.

Keywords: transformers, losses, optimization, parallel operation

* Uroš Ognjenović uros.ognjenovic@cedis.me; Andrija Vujović andrija.vujovic@cedis.me; Mihailo Nikolić mihailo.nikolic@cedis.me; Filip Asanović filip.asanovic@cedis.me

UVOD

Savremeni elektroenergetski sistemi suočavaju se sa stalnim rastom potrošnje električne energije, uz sve izraženije zahtjeve u pogledu pouzdanosti i efikasnosti rada distributivne mreže. U distributivnom sistemu Crne Gore poseban značaj imaju trafostanice prenosnog odnosa 35/10 kV koje predstavljaju ključne čvorove distributivnog sistema.

U trafostanicama ovog tipa uobičajena je ugradnja dva energetska transformatora iste ili približno iste nominalne snage. Ovakva konfiguracija prvenstveno se primjenjuje radi povećanja pouzdanosti napajanja, jer u slučaju ispada jednog transformatora drugi može preuzeti dio ili, u zavisnosti od raspoložive snage i trenutnog opterećenja mreže, cjelokupno opterećenje trafostanice. Pored toga, prisustvo dva transformatora omogućava veću fleksibilnost u upravljanju pogonskim režimom trafostanice, kao i jednostavnije izvođenje planiranih radova i održavanja. U distributivnom sistemu Crne Gore trenutno postoji 37 sekundarnih trafostanica sa jednim, 63 sa dva i jedna trafostanica sa tri energetska transformatora.

Iako paralelni rad omogućava dodatnu pouzdanost u napajanju konzuma, on nije uvijek najpovoljniji sa aspekta tehničkih gubitaka. Ukupni gubici u transformatorima sastoje se od gubitaka u gvožđu i gubitaka u bakru, koji imaju različitu zavisnost od opterećenja transformatora. Gubici u gvožđu nastaju u magnetnom kolu transformatora i u najvećoj mjeri zavise od napona, zbog čega su približno konstantni tokom rada. Sa druge strane, gubici u bakru proporcionalni su kvadratu struje i direktno zavise od nivoa opterećenja transformatora.

Zbog takve prirode gubitaka, optimalan broj transformatora u pogonu zavisi od trenutnog opterećenja trafostanice. Kod manjih opterećenja dominantni su gubici u gvožđu, pa uključivanje većeg broja transformatora može dovesti do povećanja ukupnih gubitaka. Nasuprot tome, pri većim opterećenjima značajniji postaju gubici u bakru, pa raspodjela opterećenja na dva transformatora može dovesti do smanjenja ukupnih tehničkih gubitaka.

Iz tog razloga u praksi se javlja potreba za određivanjem optimalnog režima rada trafostanice, odnosno utvrđivanjem uslova pri kojima je povoljniji rad sa jednim transformatorom i uslova pri kojima paralelan rad dva transformatora daje bolje rezultate u pogledu gubitaka. Ova analiza ima praktični značaj, jer i relativno male razlike u gubicima, pomnožene sa brojem trafostanica i posmatrane na godišnjem nivou, mogu dovesti do osjetnih energetskih i finansijskih efekata.

Cilj ovog rada je analiza uticaja režima rada sekundarnih transformatora na tehničke gubitke u trafostanici. U tu svrhu razvijen je matematički model za proračun gubitaka i određivanje kritičnog opterećenja trafostanice, odnosno vrijednosti opterećenja pri kojoj su ukupni gubici u režimu rada sa jednim transformatorom jednaki gubicima u paralelnom radu dva transformatora. Na osnovu tako definisanog modela moguće je odrediti optimalan režim rada trafostanice u funkciji opterećenja.

Pored teorijskog dijela i razvoja matematičkog modela, u radu je izvršena i njegova primjena na nekoliko trafostanica iz Crnogorskog distributivnog sistema. Na osnovu raspoloživih podataka o transformatorima i karakterističnim opterećenjima izvršen je proračun kritičnog opterećenja, kao i procjena potencijalnih ušteda koje bi se ostvarile primjenom optimalnog režima rada transformatora u odnosu na uobičajeni pogonski režim. Na taj način omogućena je okvirna procjena energetskih efekata optimizacije rada trafostanica u realnim pogonskim uslovima.

1 TEORIJSKI OKVIR

Energetski transformatori imaju bitnu ulogu u elektroenergetskom sistemu, jer omogućavaju transformaciju električne energije između različitih naponskih nivoa uz relativno male gubitke. Na taj način obezbjeđuje se efikasan prenos i distribucija električne energije u mreži.

U elektroenergetskim mrežama često se primjenjuje paralelan rad transformatora, naročito u trafostanicama u kojima je instalirano više transformatora približno iste nominalne snage. U takvim uslovima transformatori mogu raditi pojedinačno ili u paralelnom režimu rada, u zavisnosti od nivoa opterećenja i pogonskih zahtjeva sistema. Paralelan rad omogućava raspodjelu opterećenja između transformatora i veću fleksibilnost u upravljanju, ali istovremeno može uticati i na promjenu ukupnih tehničkih gubitaka u trafostanici.

Gubici u transformatorima mijenjaju se u zavisnosti od opterećenja, tako da izbor režima rada transformatora može imati značajan uticaj na ukupne tehničke gubitke. Zbog toga je za analizu rada transformatora u različitim pogonskim režimima potrebno razmotriti osnovne komponente gubitaka u energetskim transformatorima i njihovu zavisnost od radnih uslova.

Gubici transformatora predstavljaju dio energije koji se tokom procesa transformacije pretvara u toplotu i druge oblike energije i ne može se korisno iskoristiti u elektroenergetskom sistemu, Roderick (1). Analiza gubitaka transformatora zbog toga ima značajan uticaj na energetsku efikasnost elektroenergetskog sistema. Prema standardima za energetske transformatore, ukupni tehnički gubici sastoje se od gubitaka u gvožđu i gubitaka u bakru, IEC 60076-1 (2).

1.1 Gubici u gvožđu

Gubici praznog hoda, poznati i kao gubici u gvožđu, nastaju u magnetnom jezgru transformatora kada je transformator priključen na mrežni napon, nezavisno od opterećenja. Ovi gubici su posljedica histereznih i vrtložnih struja koje nastaju u limovima magnetnog jezgra transformatora, Chapman (3).

Histerezni gubici nastaju usljed periodične promjene magnetnog fluksa u jezgru transformatora, dok vrtložne struje nastaju zbog indukovanih napona u provodnom materijalu jezgra. Intenzitet ovih gubitaka zavisi prvenstveno od napona i frekvencije napajanja, kao i od karakteristika magnetnog materijala (3).

U pogonskim uslovima elektroenergetskog sistema gubici praznog hoda mogu se smatrati približno konstantnim tokom rada transformatora. U tehničkoj dokumentaciji transformatora označavaju se simbolom P_0.

1.2 Gubici u bakru

Gubici opterećenja, poznati i kao gubici u bakru, nastaju u namotajima transformatora kao posljedica prolaska struje kroz električni otpor provodnika. Ovi gubici proporcionalni su kvadratu struje u namotajima i mogu se izraziti Džulovim zakonom:

$$P_k = I^2 R$$

gdje je I struja u namotajima transformatora, a R njihov ekvivalentni otpor (3).

U proračunima elektroenergetskih sistema gubici u bakru se najčešće izražavaju u odnosu na nominalno opterećenje transformatora. Ako su P_k gubici u bakru pri nominalnom opterećenju transformatora, tada se bakarni gubici pri proizvoljnom opterećenju S mogu zapisati kao:

$$P_{cu} = P_k \left(\frac{S}{S_n}\right)^2$$

gdje je S trenutno opterećenje transformatora, a S_n nominalna snaga transformatora (3).

1.3 Ukupni tehnički gubici transformatora

Ukupni tehnički gubici transformatora predstavljaju zbir gubitaka u gvožđu i gubitaka u bakru:

$$P_{tot} = P_0 + P_k \left(\frac{S}{S_n}\right)^2$$

Ova relacija predstavlja osnovni matematički model za analizu energetskih performansi transformatora u funkciji opterećenja (2).

1.4 Paralelni rad transformatora i raspodjela opterećenja

Kod paralelnog rada transformatora ukupno opterećenje trafostanice raspodjeljuje se između transformatora u zavisnosti od njihovih impedansi. Impedansa transformatora u praksi se najčešće izražava preko procentualnog kratkospojnog napona u_k, koji predstavlja napon potreban da kroz transformator protiče nominalna struja pri kratko spojenom sekundaru, Kulkarni i Khaparde (4).

Procentualni kratkospojni napon definisan je izrazom:

$$u_k = \left(\frac{U_k}{U_n}\right) * 100$$

dje je U_k kratkospojni napon, a U_n nominalni napon transformatora.

Pošto je kratkospojni napon proporcionalan impedansi transformatora, raspodjela opterećenja između transformatora može se izraziti preko njihovih impedansi (4):

$$\frac{S_1}{S_2} = \frac{Z_2}{Z_1}$$

odnosno preko kratkospojnih napona:

$$S_1 = S\left(\frac{u_{k2}}{u_{k1} + u_{k2}}\right)$$

$$S_2 = S\left(\frac{u_{k1}}{u_{k1} + u_{k2}}\right)$$

gdje je S ukupno opterećenje trafostanice.

Iz ovih relacija proizilazi da transformator sa manjom impedansom, odnosno manjim kratkospojnim naponom, preuzima veći dio ukupnog opterećenja.

1.5 Gubici pri paralelnom radu transformatora

Ukupni gubici u trafostanici pri paralelnom radu transformatora predstavljaju zbir gubitaka u gvožđu oba transformatora i gubitaka u bakru koji zavise od opterećenja svakog transformatora. U realnim uslovima P_0 i P_k često nijesu potpuno isti za oba transformatora (različita serija, starost, proizvođač, remont itd.).

Ako sve to uzmemo u obzir dobijamo da su ukupni gubici:

$$P_2 = P_{01} + P_{02} + P_{k1}^2\left(\frac{S_1}{S_n}\right) + P_{k2}^2\left(\frac{S_2}{S_n}\right)$$

Uvrštavanjem raspodjele opterećenja dobijamo:

$$P_2 = P_{01} + P_{02} + P_{k1}\left(\frac{S}{S_n}\frac{u_{k2}}{u_{k1} + u_{k2}}\right)^2 + P_{k2}\left(\frac{S}{S_n}\frac{u_{k1}}{u_{k1} + u_{k2}}\right)^2$$

Ovo je opšti model gubitaka transformatora u paralelnom radu.

1.6 Kritično opterećenje trafostanice

Kritično opterećenje trafostanice predstavlja opterećenje pri kojem su ukupni tehnički gubici jednaki u režimu rada sa jednim transformatorom i u režimu paralelnog rada dva transformatora.

Za rad sa jednim transformatorom gubici iznose:

$$P_1 = P_{01} + P_{k1} \left(\frac{S}{S_n}\right)^2$$

gdje su P_{01} i P_{k1} parametri prvog transformatora, u slučaju da je drugi transformator u pogonu to su P_{02} i P_{k2}.

Kritično opterećenje se dobija iz uslova da je $P_1 = P_2$. Uvrštavanjem prethodno izvedenih izraza dobija se opšti matematički model za određivanje kritičnog opterećenja trafostanice u slučaju transformatora različitih karakteristika:

$$S_{krit} = S_n \sqrt{\frac{P_{02}}{\left(P_{k1}\left(1 - \left(\frac{u_{k2}}{u_{k1}+u_{k2}}\right)^2\right) - P_{k2}\left(\frac{u_{k1}}{u_{k1}+u_{k2}}\right)^2\right)}}$$

Ova formula važi pod pretpostavkom da je u režimu kada radi jedan transformator u pogonu TR1, a u slučaju da je TR2 u pogonu, onda bi u formuli bilo P_{01} umjesto P_{02}. Takođe, u pitanju je slučaj kad su oba transformatora iste nominalne snage, što je i jedan od uslova paralelnog rada transformatora.

U posebnom slučaju kada su transformatori identičnih karakteristika (iste vrijednosti P_0, P_k i u_k) izraz se svodi na poznatu relaciju (4):

$$S_{krit} = S_n \sqrt{\frac{2P_0}{P_k}}$$

Ove relacija pokazuje da:

- Za opterećenja manja od S_{krit} povoljniji je rad sa jednim transformatorom.
- Za opterećenja veća od S_{krit} povoljniji je paralelan rad transformatora.

2 PRORAČUN

Proračun optimalnog rada transformatora je izvršen za četiri trafostanice u distributivnoj mreži Crne Gore:

- TS 35/10 kV Kumbor (2x12.5 MVA),
- TS 35/10 kV Risan (2x4 MVA),
- TS 35/10 kV Stari Bar (2x4 MVA) i
- TS 35/10 kV Topla (2x4 MVA).

Za ove trafostanice su dostupni podaci o naponu kratkog spoja, gubicima u gvožđu i gubicima u bakru, kao i 15-minutne vrijednosti aktivne snage za period od 01.01.2023. 00:00 do 01.01.2026. 00:00. Reaktivna snaga nije korištena za proračun gubitaka u bakru usljed njenih niskih vrijednosti, odnosno velikih vrijednosti faktora snage $\cos\varphi$, a samim tim i $\cos^2\varphi$ ($\cos^2\varphi > 0{,}95$). Za proračun novčane uštede korištene su ugovorene cijene za pokrivanje gubitaka u distributivnoj mreži i to po godinama:

- 123,42 EUR za 2023. godinu,
- 100,45 EUR za 2024. godinu i
- 104,15 EUR za 2025. godinu.

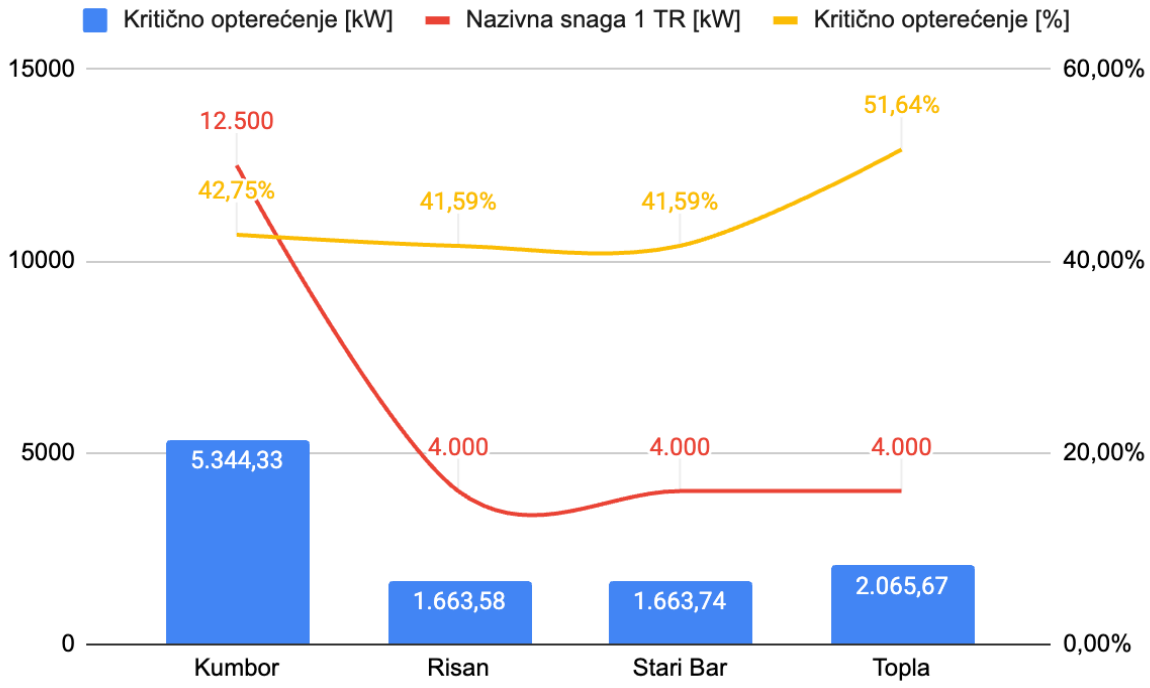
Rezultati su prikazani u Tabela 1:

Tabela 1 - Pregled ostvarenih rezultata po trafostanicama

Trafostanica	Ostvareni gubici [kWh]	Gubici u optimalnom režimu [kWh]	Ušteda [kWh]	Ušteda [EUR]
Kumbor	373.429,23	335.678,94	37.750,29	4.492,74
Risan	262.733,67	256.962,04	5.771,63	633,85
Stari Bar	303.112,53	287.362,23	15.750,29	1.682,41
Topla[1]	288.803,59	262.602,4	26.201,19	2.906,82
Ukupno	**1.228.079,02**	**1.142.605,61**	**85.473,4**	**9.715,82**

Najveća ušteda od 4.492,74 eura se ostvaruje u TS 35/10 kV Kumbor, a najmanja ušteda od 633,85 eura u TS 35/10 kV Risan. Ukupna ušteda iznosi 9.715,82 eura. Ušteda energije iznosi 85.473,4 kWh, što je smanjenje gubitaka od 6,95%. Prosječno smanjenje gubitaka je 21.385,35 kWh, a prosječna ušteda 2.428,96 eura.

Optimalni režim zavisi od kritičnog opterećenja koje je određeno za svaku trafostanicu ponaosob i prikazano na Slika 1.

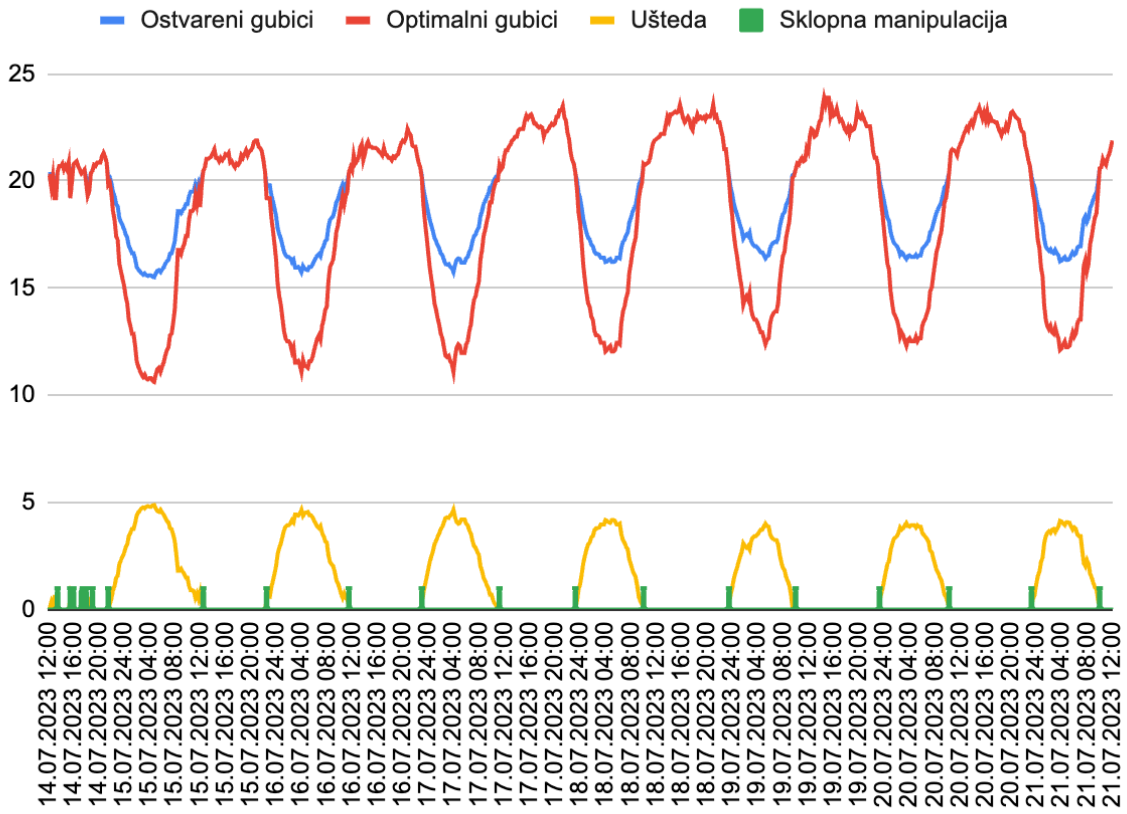


Slika 1 - Kritično opterećenje po trafostanicama

Prosječno kritično opterećenje iznosi 44.39% za ove trafostanice.

Optimizacija uklopnog stanja je važna i na sezonskom i dnevnom nivou. Na Slika 2 prikazani su sedmodnevni ostvareni gubici i gubici u optimalnom režimu za TS 35/10 kV Kumbor, ušteda i broj intervala u kojima je potrebno odraditi manipulacije sklopnom opremom za period od 14.07.2023. 12:00 do 21.07.2023. 12:00. Ovaj period se poklapa sa početkom turističke sezone u Crnoj Gori.

[1] Za TS 35/10 kV Topla nedostaju podaci nakon 23.09.2025. 09:30.



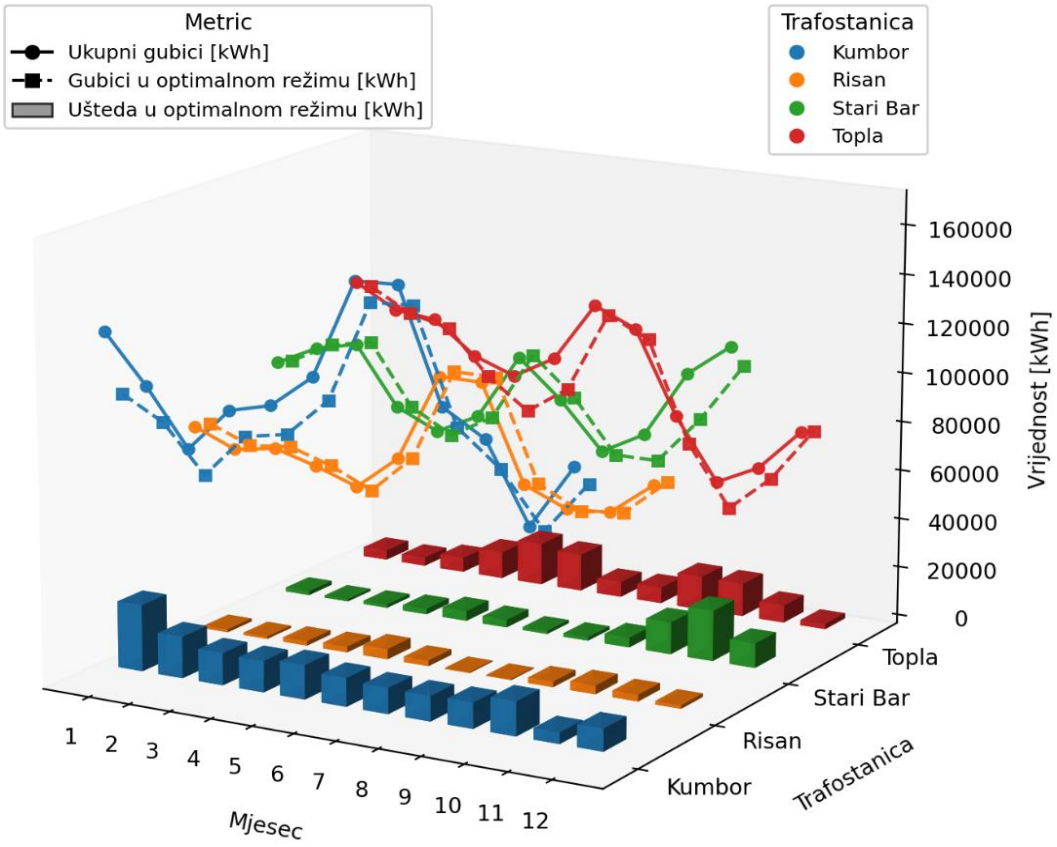
Slika 2 - Ostvareni gubici, gubici u optimalnom režimu i ušteda za TS 35/10 kV Kumbor za period od 14.07.2023. 12:00 do 21.07.2023. 12:00

Sa slike se jasno uočava potencijalna ušteda u tehničkim gubicima i to u određenim periodima dana, što se poklapa sa varijacijama potrošnje i teorijskom osnovom za optimizaciju paralelnog rada:

- U periodu od cca 22:30 do 10:00 opterećenje je nisko i u pogonu treba da bude samo jedan transformator i to onaj sa manjim gubicima,
- U periodu od cca 10:00 do 22:30 opterećenje je veće od kritičnog opterećenja i u pogonu treba da budu oba transformatora.

Osim početnog perioda od 14.07.2023 12:00 do 14.07.2023 19:00 kada opterećenje varira od 5.103 kW do 5.544 kW, što je unutar ±5% vrijednosti kritičnog opterećenja, potreba za sklopnim manipulacijama je prilično stabilna i bez kompleksnije upravljačke logike koja implementira vremensko zatezanje, bafer zonu i sl. Potrebni broj manipulacija u ovom periodu je 21 i većina njih se odnosi na isključenje drugog transformatora na kraju dana, odnosno na njegovo uključenje sa porastom opterećenja u periodu oko 10:00.

Mjesečne vrijednosti ostvarenih gubitaka, gubitaka u optimalnom režimu i ušteda su prikazani na Slika 3:



Slika 3 - Ukupni gubici, gubici u optimalnom režimu i ušteda po mjesecima

Ušteda za trafostanicu Kumbor je ravnomjerno raspoređena tokom cijele godine, što dovodi do zaključka da je od prikazanih trafostanica upravo ova trafostanica sa najvećim potencijalom za uštedu energije, što potvrđuje i podatak o ukupnoj uštedi iz Tabela 1. Trafostanica Risan bilježi skromnu i ravnomjernu uštedu tokom cijele godine. Trafostanica Stari Bar bilježi nisku uštedu tokom prvih devet mjeseci, a izraženije veću uštedu u posljednja tri mjeseca. Trafostanica Topla bilježi veću uštedu tokom proljeća, kao i u septembru i oktobru.

Obzirom da je dosadašnja praksa podrazumijevala uključivanje drugog transformatora kada opterećenje dostigne 80-90% nominalne snage prvog transformatora, a da je kritično opterećenje pri kojem je potrebno uključiti drugi transformator reda veličine 40-50% nominalne snage transformatora, benefit optimizacije paralelnog pogona transformatora je i povećana pouzdanost napajanja električnom energijom jer usljed ispada jednog transformatora, drugi transformator preuzima kompletno opterećenje (za opterećenje manje od nominalne snage jednog transformatora), odnosno ispunjen je n-1 princip pouzdanosti.

U distributivnoj mreži Crne Gore u pogonu je 55 trafostanica sa transformatorima u paralelnom radu. Gruba procjena je da bi ukupno smanjenje gubitaka za trogodišnji period za cijeli sistem iznosilo 1.175.259,25 kWh, odnosno da bi ušteda iznosila 133.592,8 eura. Ova ušteda ne uzima u obzir neisporučenu energiju usljed ispada jednog transformatora u neoptimizovanom pogonu.

3 ZAKLJUČAK

Iako su transformatori elementi sa izuzetno visokim stepenom iskorišćenja, koji se za snage sekundarnih transformatora prenosnog odnosa 35/10 kV (2,5 MVA, 4 MVA, 8 MVA i 12,5 MVA) kreće u opsegu od 99,5% do 99,7%, pokazuje se da postoji prostor za smanjenje tehničkih gubitaka optimizacijom pogona transformatora, a koji se kvantifikuje smanjenjem troškova operatora distributivnog sistema za nabavku električne energije za pokrivanje gubitaka, a samim tim i nižim računima za električnu energiju svih potrošača. U ovom radu je izvršena analiza optimalnog pogona četiri distributivne trafostanice koje su opremljene sa dva transformatora istih ili približnih snaga sa ciljem smanjenja tehničkih gubitaka. Rezultati pokazuju da je na nivou trafostanice moguće

odrediti kritično opterećenje, pri kojem su ukupni gubici u režimu rada sa jednim transformatorom jednaki gubicima u paralelnom radu dva transformatora. Ovo opterećenje se kreće u opsegu od 41,59% do 51,64% nominalne snage jednog transformatora. U zavisnosti od opterećenja trafostanice i kritičnog opterećenja, ostvaruju se režimi u kojima je optimalni režim rad jednog transformatora, odnosno paralelni rad dva transformatora i ovi režimi se usljed varijacija potrošenje smjenjuju čak i na dnevnom nivou. Ukupno smanjenje gubitaka iznosi 85.473,4 kWh, što je smanjenje od 6,95%. Ukupna ušteda je 8.217,13 eura po ugovorenim cijenama za pokrivanje gubitaka u distributivnoj mreži za period od 2023. do 2025. godine.

Dalje unaprijeđenje ovog rada se može postići korišćenjem podataka o reaktivnoj snazi, variranjem gubitaka u gvožđu u zavisnosti od napona, poređenjem rezultata koji su dobijeni u ovom radu sa sezonskom ili mjesečnom konfiguracijom, implementacijom kompleksnije upravljačke logike za ostvarivanje optimalnog pogonskog stanja (implementacija vremenskog zatezanja, pokretnog prosjeka ili eksponencijalnog pokretnog prosjeka i sl.), proračunavanjem troška koji se odnosi na sklopne manipulacije i skraćenje životnog vijeka prekidača, itd.

Rezultati dobijeni u ovom radu mogu predstavljati osnovu za dalja istraživanja i razvoj praktičnih rješenja za optimizaciju pogonskog režima trafostanica u distributivnoj mreži. Poseban potencijal za primjenu ovakvog pristupa očekuje se sa uvođenjem SCADA sistema u distributivnoj mreži, čime će biti omogućeno kontinuirano praćenje opterećenja transformatora i relevantnih pogonskih parametara. Na osnovu tih podataka moguće je razviti i implementirati rješenja za automatizovano upravljanje režimom rada transformatora, pri čemu bi se uključivanje ili isključivanje transformatora vršilo u zavisnosti od trenutnog opterećenja i definisanih kritičnih vrijednosti, sa ciljem smanjenja tehničkih gubitaka i povećanja energetske efikasnosti elektroenergetskog sistema.

LITERATURA

[1] Roderick A, 2021, Transformer Losses and Efficiency, EE
[2] IEC, 2011, Power Transformers – Part 1: General (IEC 60076-1), International Electrotechnical Commission
[3] Chapman S J, 2012, Electric Machinery Fundamentals, McGraw-Hill
[4] Kulkarni S V, Khaparde S A, 2004, Transformer Engineering: Design and Practice, Marcel Dekker

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R6-01

MODELI KORIŠĆENJA OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE I MEHANIZMI ZA UNAPREĐENJE FLEKSIBILNOSTI ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA U REPUBLICI SRBIJI I CRNOJ GORI: UPOREDNA ANALIZA

MODELS FOR THE UTILIZATION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES AND MECHANISMS FOR ENHANCING THE FLEXIBILITY OF THE POWER SYSTEM IN THE REPUBLIC OF SERBIA AND MONTENEGRO: A COMPARATIVE ANALYSIS

Dunja GRUJIĆ, Flaner d.o.o. Beograd, Republika Srbija *
Miloš KUZMAN, Udruženje za pravo energetike Srbije, Republika Srbija
Dušan VUĆIĆ, Crnogorski operator tržišta električne energije, Crna Gora

KRATAK SADRŽAJ

U svetlu ciljeva dekarbonizacije, u ovom radu izvršena je uporedna analiza trenutnog stepena energetske tranzicije sa fosilnih na obnovljive izvore energije u Crnoj Gori i Republici Srbiji u sektoru električne energije. Na osnovu važeće regulative u Republici Srbiji i Crnoj Gori razmatrane su mogućnosti korišćenja obnovljivih izvora energije kroz različite modele učešća na tržištu, uključujući proizvođače, aktivne kupce, kupce-proizvođače i energetske zajednice građana. U istraživanju posebna pažnja je posvećena transformaciji elektroenergetskih sistema, naročito distributivnih, koji su u Republici Srbiji i Crnoj Gori projektovani uz pretpostavku tradicionalnog toka energije - od velikih proizvođača preko prenosnog i distributivnog sistema ka krajnjim potrošačima. Integracija značajnih kapaciteta proizvodnih objekata zasnovanih na obnovljivim izvorima energije dovodi do promena tokova snaga i pojave distribuirane proizvodnje sa velikim brojem manjih izvora, kao i do izražene varijabilnosti proizvodnje električne energije. Zbog navedenog, u uslovima energetske tranzicije, nameće se potreba za unapređenjem elektroenergetskih sistema i povećanjem njihove fleksibilnosti. U tom kontekstu razmatrani su i mehanizmi za unapređenje fleksibilnosti sistema i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori, kao što su agregatori, skladištenje električne energije i upravljanje potrošnjom. Na osnovu sprovedene uporedne analize, a u cilju ubrzanja sprovođenja energetske tranzicije, u radu su dati predlozi za unapređenje modela korišćenja obnovljivih izvora energije i mehanizama za povećanje fleksibilnosti elektroenergetskog sistema, kako u Republici Srbiji, tako i u Crnoj Gori.

Ključne reči: Energetska tranzicija, Obnovljivi izvori energije, Fleksibilnost Sistema, Tržište električne energije, Regulativa

ABSTRACT

In light of decarbonization objectives, this paper presents a comparative analysis of the current level of energy transition from fossil fuels to renewable energy sources in the electricity sectors of Montenegro and the Republic of Serbia. Based on the applicable regulatory frameworks in both countries, the possibilities for utilizing renewable energy sources through different market participation models are examined, including producers, active consumers, prosumers, and citizen energy communities. Special attention is devoted to the transformation of power systems, particularly distribution networks, which in Montenegro and the Republic of Serbia were originally designed under the assumption of a traditional energy flow - from large-scale producers through transmission and distribution systems to end consumers. The integration of significant capacities of renewable energy-based generation facilities leads to changes in power flows, the emergence of distributed generation with a large number of small-scale sources and pronounced variability in electricity production. Consequently, under conditions of energy transition, there is a clear need to upgrade power systems and enhance their flexibility. In this context, mechanisms for improving system flexibility in both the Republic of Serbia and Montenegro are analysed, including aggregators, electricity storage, and demand-side management. Based on the conducted comparative analysis, and with the aim of accelerating the implementation of the energy transition, the paper proposes measures for improving renewable energy utilization models and mechanisms for increasing power system flexibility in both countries.

* Dunja Grujić dunjagrujic@gmail.com; Miloš Kuzman milos.kuzman@upes.rs; Dušan Vućić dusan.vucic@cotee.me

Keywords: Energy transition, Renewable energy sources, System flexibility, Electricity market, Regulatory framework

1 UVOD

Usled sve izraženijih posledica zagađenja životne sredine i burnih posledica klimatskih promena, čini se da je energetska tranzicija postala neophodnost. U energetskom sektoru, između ostalog, tranzicija podrazumeva prelazak proizvodnje električne energije iz fosilnih na obnovljive izvore energije (u daljem tekstu: OIE). Bitnu komponentu čini i efikasnost korišćenja energije kroz unapređenje energetske efikasnosti uređaja, procesa, kao i radnog i životnog prostora. Pored navedenog važna je i promena svesti o proizvodnji i upotrebi električne energije i njenom uticaju na životnu sredinu.

U okviru ovog rada analiziran je današnji stepen sprovođenja energetske tranzicije u Republici Srbiji i Crnoj Gori, između ostalog kroz trenutni nivo integracije OIE i razvoja tržišta električne energije. Nakon toga, razmatrani su modeli korišćenja OIE u obe zemlje među kojima su proizvođači, kupci-proizvođači, aktivni kupci, kao i zajednice obnovljivih izvora energije (u daljem tekstu: ZOIE) i energetske zajednice građana (u daljem tekstu: EZG).

S obzirom na varijabilnost proizvodnje iz pojedinih OIE analiziran je i njen uticaj na elektroenergetski sistem (u daljem tekstu: EES) i predstavljeni su neki od izazova, među kojima su najznačajniji oni vezani za opterećenje EES, varijacije napona, upravljanje EES, zagušenja i povećanje gubitaka. U cilju obezbeđivanja kapaciteta za priključenje novih elektrana iz OIE potrebne su i investicije u EES.

Kako bi se navedeni izazovi prevazišli, bez velikih investicija, u okviru ovog rada analizirani su mehanizmi za unapređenje fleksibilnosti EES u Republici Srbiji i Crnoj Gori. Među njima najznačajnije je priključenje skladišta električne energije, upravljanje potrošnjom i rad agregatora. Takođe, neophodno je razvijati tržište pomoćnih usluga kako bi se iskoristili puni kapaciteti fleksibilnosti u EES.

U okviru ovog rada pored poređenja modela u Republici Srbiji i Crnoj Gori, prepoznati su i izazovi i dati predlozi za unapređenje modela i generalno postupanja, kako u oblasti korišćenja OIE tako i fleksibilnosti EES.

2 TRENUTNI STEPEN ENERGETSKE TRANZICIJE

Energetska tranzicija se sprovodi i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori. Ciljevi za 2030. godinu su definisani odlukama Energetske zajednice [1] koje su integrisane u strateškim dokumentima obe zemlje [2,3]. Cilj je da procenat upotrebe OIE u bruto finalnoj potrošnji energije do 2030. godine u Republici Srbiji bude najmanje 33,6% [2], a u Crnoj Gori 50% [3]. Kako bi se sagledao trenutni stepen energetske tranzicije u nastavku biće dat pregled instaliranih kapaciteta iz OIE, kao i stepen razvoja tržišta električne energije.

2.1 Trenutni stepen upotrebe OIE

U 2024. godini u Republici Srbiji 34,7% [4] električne energije je proizvedeno iz OIE, a u Crnoj Gori 61,2% [5]. Na kraju 2024. godine ukupno 45,43% instalisanih proizvodnih kapaciteta bilo je iz OIE u Republici Srbiji [4], a 79,19% u Crnoj Gori [5].

Navedeni podaci deluju ohrabrujuće ali nisu dovoljni kako bi se ispunili ciljevi energetske tranzicije imajući u vidu da proizvodni objekti iz fosilnih izvora daju stabilnu, baznu energiju i imaju značajno viši stepen iskorišćenja u odnosu na proizvodne objekte iz varijabilnih OIE. Kako bi se ciljevi učešća OIE u ukupnoj bruto finalnoj potrošnji ostvarili potrebno je povećati upotrebu OIE kroz unapređenje koncepata korišćenja OIE i fleksibilnosti EES kako bi integracija većih kapaciteta varijabilnih OIE bila moguća. Bez navedenog, u cilju sprovođenja tranzicije, biće potrebne značajne investicije kako u modernizaciju EES tako i u razvoj tržišta električne energije.

2.2 Trenutni stepen razvoja tržišta električne energije

U Republici Srbiji definisano je bilateralno, balansno i organizovano tržište električne energije, kao i tržište prenosnih kapaciteta između zona trgovanja i tržište pomoćnih usluga. Prema vremenu trgovanja električnom energijom tržište električne energije može biti terminsko, tržište za dan unapred i unutar dnevno tržište. Operator prenosnog EES (u daljem tekstu: OPS) administrira balansno tržište, tržište prenosnih kapaciteta između zona trgovanja i tržište pomoćnih usluga, dok organizovano tržište administrira SEEPEX [6].

U Crnoj Gori tržište električne energije se deli na veleprodajna, maloprodajna i ostala tržišta električne energije. Veleprodajno tržište obuhvata bilateralno i berzansko tržište, kao i tržište prekograničnih prenosnih kapaciteta. Maloprodajno tržište električne energije obuhvata tržište na kom se kupovina i prodaja električne energije obavlja

neposredno između krajnjeg kupca i snabdevača odnosno nezavisnog agregatora. Ostala tržišta električne energije obuhvataju tržište pomoćnih usluga, uključujući balansno tržište i tržište nefrekventnih pomoćnih usluga, kao i tržište usluga fleksibilnosti [7].

Može se zaključiti da su ista tržišta definisana i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori s tim što su u Republici Srbiji od 2026. godine sva tržišta zasnovana na tržišnim principima, međutim broj učesnika na nekim tržištima, kao što je npr. tržište pomoćnih usluga, nije dovoljno veliki kako bismo mogli da tvrdimo da postoji otvoreno tržište u pravom smislu reči. U Crnoj Gori su tržišta pomoćnih usluga tek na početku razvoja usled malog broja učesnika, odnosno nepostojanja balansno odgovornih proizvođača (osim državne elektroprivrede), a u određenom delu i zbog nepostojanja regulative.

3 MODELI KORIŠĆENJA OIE

Kao što je prethodno navedeno osnovni mehanizam sprovođenja energetske tranzicije u elektroenergetskom sektoru je prelazak sa upotrebe fosilnih izvora energije na OIE. Modeli korišćenja OIE su isti i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori i obuhvataju proizvođače električne energije, kupce-proizvođače, aktivne kupce, kao i ZOIE i EZG [6-9]. U okviru ovog poglavlja biće predstavljeni navedeni modeli korišćenja OIE i biće izvršeno njihovo poređenje uz predloge za unapređenje postojećih modela.

3.1 Proizvođači električne energije

Proizvođači električne energije se priključuju direktno na EES pri čemu celokupnu proizvedenu električnu energiju isporučuju u EES. U Republici Srbiji i u Crnoj Gori proizvođači energiju mogu prodavati direktno na tržištu, snabdevačima ili krajnjim kupcima putem ugovora o otkupu električne energije (PPA ugovori) [6-9].

Proizvođači sa operatorom distributivnog EES (u daljem tekstu: ODS) ili OPS na čiji su EES priključeni, samostalno regulišu pristup EES. U Crnoj Gori je uvedena i G-komponenta, pri čemu proizvođači plaćaju pristup EES spram instalisane snage, na mesečnom nivou [10,11]. U Republici Srbiji proizvođači nemaju trošak pristupa EES [12,13].

Proizvođači imaju i obavezu regulisanja balansne odgovornosti koju mogu regulisati tako što će postati balansno odgovorna strana (u daljem tekstu: BOS) ili prenosom balansne odgovornosti na drugu BOS [6-9].

Usled nedostatka kapaciteta i nedovoljne fleksibilnosti EES tehnički uslovi za priključenje, kao i generalno uslovi za rad proizvođača, a naročito onih iz varijabilnih OIE, su kompleksni i sve stroži i stroži, dok su procedure dugotrajne i neizvesne što značajno usporava proces integracije proizvođača iz OIE u EES. Tako npr. u Republici Srbiji svi proizvođači iz varijabilnih OIE, koji se priključuju direktno na EES, snage preko 400 kW, u obavezi su da izgrade i dodatnu balansnu rezervu (uglavnom baterijsko skladište električne energije) kako bi kompenzovali varijacije proizvodnje [8]. Navedeno značajno poskupljuje investiciju u varijabilne OIE.

Potrebno je detaljno razmotriti važeću regulativu i sve uslove i procedure za priključenje i rad proizvođača kako bi se njihova integracija olakšala u cilju bržeg sprovođenja energetske tranzicije, uz održanje sigurnosti snabdevanja.

3.2 Kupci-proizvođači

Kupci-proizvođači su krajnji kupci koji grade sopstveni proizvodni objekat za proizvodnju električne energije iz OIE. U slučaju stambenih zajednica elektrane se priključuju direktno na EES, a u slučaju domaćinstava i ostalih krajnjih kupaca na njihove unutrašnje instalacije. Svi kupci-proizvođači koji nisu stambene zajednice deo proizvedene električne energije troše za sopstvene potrebe. U slučaju da elektrana proizvodi više nego što je kupcu potrebno višak se isporučuje u EES, a u slučaju da elektrana ne proizvodi dovoljno energije kupac preuzima električnu energiju iz EES. U slučaju stambenih zajednica celokupna proizvedena električna energija se isporučuje u EES a potom se obračunski deli između članova stambene zajednice u skladu sa njihovim dogovorom.

U Republici Srbiji snaga proizvodnih objekata kupaca-proizvođača ne može biti veća od snage priključka krajnjeg kupca, s tim što postoji i dodatno ograničenje snage na 10,8 kW za domaćinstva i 150 kW za sve ostale. Svi krajnji kupci koji žele proizvodne objekte veće snage moraju steći status aktivnog kupca o kojima će više reči biti u narednom poglavlju [6,8,14].

Svi kupci-proizvođači u Republici Srbiji sa izabranim snabdevačem zaključuju ugovore o potpunom snabdevanju što znači da snabdevač u njihovo ime reguliše pristup EES i balansnu odgovornost. Domaćinstva i stambene zajednice imaju obračun putem neto merenja koji podrazumeva da se električna energija isporučena u EES kupcu-proizvođaču plaća po ceni po kojoj snabdevač naplaćuje kupcu-proizvođaču za preuzetu električnu energiju iz EES. Ostali kupci-proizvođači imaju obračun putem neto obračuna koji podrazumeva da se kupac-proizvođač i

snabdevač dogovaraju oko cene isporučene električne energije u EES i ona je po pravilu niža od cene po kojoj snabdevač prodaje električnu energiju kupcu-proizvođaču. I u slučaju neto merenja i u slučaju neto obračuna kupci-proizvođači plaćaju pristup EES za celokupnu električnu energiju koju preuzmu iz EES i imaju period poravnanja potraživanja od 1. aprila do 1. aprila naredne godine. Ukoliko u navedenom periodu isporuče u EES više električne energije nego što iz njega preuzmu, višak isporučene električne energije predaju snabdevaču bez naknade. Upravo zbog toga je bitno optimalno odrediti snagu elektrane kako se električna energija ne bi predavala snabdevaču bez naknade jer će u tom slučaju početna investicija biti veća od potrebne, a period povrata investicije duži*. Država je subvencije davala domaćinstvima za izgradnju proizvodnih objekata snage do 6 kW tako što je finansirala polovinu troškova [6,8,14,15].

U Crnoj Gori je situacija za kupce-proizvođače daleko povoljnija. Ne postoje dodatna ograničenja za snagu već samo ograničenje po odobrenoj snazi priključka. ODS, odnosno operator zatvorenog distributivnog EES utvrđuje pojednostavljeni postupak priključenja putem obaveštenja za elektranu krajnjeg kupca koji proizvodi električnu energiju za sopstvene potrebe i za elektranu koja je deo demonstracionog projekta, instalisane snage 16 kW ili manje ili ekvivalentne snage priključka koji nije trofazni [7,9].

Poravnanje od 1. aprila do 1. aprila naredne godine postoji ali snabdevač plaća kupcu-proizvođaču sav višak električne energije po ceni po kojoj prodaje aktivnu energiju kupcu-proizvođaču (bez dodatnih naknada). Ne vrši se netovanje samo energije već i pristupa EES, tako da se i pristup EES umanjuje usled isporuke električne energije u EES. Pored toga, Crna Gora je osnovala privredno društvo koja se bavi projektovanjem, ugradnjom i priključenjem elektrana kupaca-proizvođača po veoma povoljnim uslovima u sklopu projekata koji su finansirani iz evropskih fondova [7,9,16]. Od avgusta 2024.godine, kada je usvojen Zakon o korišćenju energije iz obnovljivih izvora, pomenuti model neto merenja, proširen je odnosno uveden je model neto obračuna, kao i komercijalna šema snabdevanja (članovi 69 i 70), kao i stambene zajednice, odnosno kupci-proizvođači koji zajednički deluju (član 71) [9]. Takođe, uvedena je balansna odgovornost za kupce-proizvođače iznad 300 kW instalisane snage [9].

U cilju promocije upotrebe električne energije za sopstvene potrebe potrebno je i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori razmotriti izmene modela kupca-proizvođača. U Republici Srbiji uslovi za sticanje statusa su kompleksni uz često dugotrajne administrativne procedure i dug period povrata investicije usled relativno niske cene električne energije naročito za domaćinstva [17]) i nepovoljnog načina obračuna [6,8,14] pa se građani teško odlučuju na ovaj korak. Nasuprot tome, u Crnoj Gori situacija je znatno povoljnija, a period povrata investicije kratak usled povoljnog načina obračuna električne energije i značajno viših cena električne energije u odnosu na Republiku Srbiju [7,9,17].

Nijedan od prikazanih modela, iako su potpuno različiti, nije savršen. U Republici Srbiji model ne predstavlja značajan doprinos energetskoj tranziciji, dok u Crnoj Gori, usled liberalnih uslova, može dovesti do problema u stabilnosti EES i sigurnosti snabdevanja. Naime, kupci-proizvođači se opredeljuju uglavnom za solarne elektrane i isporučuju višak električne energije u EES u vreme kada solarne elektrane proizvode električnu energiju a kada je već dovoljno energije u EES. Njena cena je niska i ona zapravo nikome nije potrebna – ni kupcu-proizvođaču, ni snabdevaču, ni EES. Upravo zbog toga višak kupca-proizvođača je samo dodatno opterećenje za EES, pri čemu, između ostalog, može izazvati varijacije napona, veće opterećenje elemenata EES, povećanje gubitaka i generalno otežano upravljanje EES.

Usled svega prethodno navedenog potrebno je olakšati uslove sticanja statusa kupca-proizvođača pri čemu se naročito misli na administrativne procedure, ali i razvijati nove modele obračuna koji će podsticati kupce-proizvođače da grade proizvodne objekte ali i da samostalno troše električnu energiju koju proizvedu – na taj način će doprinositi energetskoj tranziciji bez dodatnog opterećenja za EES uz oslobađanje kapaciteta za priključenje novih korisnika EES bez velikih dodatnih investicija u EES.

3.3 Aktivni kupci

I u Republici Srbiji i u Crnoj Gori aktivni kupci su definisani kao krajnji kupci ili grupa krajnjih kupaca koja može da troši, proizvodi i skladišti električnu energiju. Jedino ograničenje snage proizvodnog objekta je po odobrenoj snazi priključka krajnjeg kupca. Međutim, aktivni kupci imaju značajno više obaveza od kupca-proizvođača. Takođe, proizvodni objekat ne mora biti iz OIE [6-9].

Aktivni kupci nemaju pravo na neto merenje i neto obračun. Za električnu energiju koju preuzimaju iz EES zaključuju ugovore o snabdevanju sa izabranim snabdevačem pri čemu plaćaju preuzetu električnu energiju snabdevaču i pristup EES. U slučaju ugovora o potpunom snabdevanju snabdevač u njihovo ime reguliše pristup EES i balansnu odgovornost. Ukoliko aktivni kupac zaključi ugovore sa unapred određenim količinama sa snabdevačem ili sa više različitih snabdevača on ima obavezu samostalnog regulisanja pristupa EES (pri čemu ima

* Važno je napomenuti da se od 2027. godine u Republici Srbiji ukida obračun putem neto merenja [6].

obavezu sredstava finansijskog obezbeđenja plaćanja ka ODS/OPS) i balansne odgovornosti (tako što će sam postati BOS uz brojne obaveze ili preneti balansnu odgovornost na drugu BOS uz dodatne troškove).

Proizvedenu električnu energiju aktivni kupac može koristiti za sopstvene potrebe dok višak isporučuje u EES. Isporučenu električnu energiju može prodavati snabdevaču (otkupljivaču), direktno na tržištu ili putem PPA ugovora sa kupcem. Za električnu energiju koju isporučuje u EES aktivni kupci samostalno regulišu balansnu odgovornost na isti način kako je prethodno opisano i pristup EES s tim što u ovom slučaju ne postoji obaveza finansijskog obezbeđenja plaćanja a ne obračunava se ni naknada za pristup EES [6-13].

Pored značajno šireg opsega obaveza po pitanju pristupa EES i kupovine i prodaje električne energije najveća razlika u odnosu na kupca-proizvođača je obaveza uređenja balansne odgovornosti za smer isporuke u EES pri čemu je potrebno precizno planirati isporuku električne energije kako bi troškovi debalansa bili najmanji mogući. Pored navedenog aktivni kupci mogu učestvovati na tržištu pomoćnih usluga pri čemu će pružati usluge OPS i ODS za šta će dobijati odgovarajuću finansijsku nadoknadu. Najveće koristi mogu ostvariti preko agregatora o čemu će biti više reči u narednim poglavljima.

Ni u Republici Srbiji ni u Crnoj Gori nijedan krajnji kupac nije stekao status aktivnog kupca. Potrebno je kao i za kupca-proizvođača pojednostaviti administrativne procedure i uslove ali na način da se održi sigurnost snabdevanja. Pored toga, potrebno je dodatno izmenama i dopunama regulative precizirati uslove za priključenje i rad aktivnih kupaca, a takođe i predvideti dodatne procedure i uputstva kako bi postupci vezani za aktivne kupce bili jasno objašnjeni.

3.4 Energetske zajednice

Građanska energija može predstavljati bitan zamajac energetske tranzicije. Glavni cilj ZOIE i EZG nije finansijska dobit već održivost, ekologija i bolji uslovi za život i zdravlje ljudi. I u Republici Srbiji i u Crnoj Gori prepoznate su ZOIE i EZG. Članovi zajednice grade proizvodni objekat zajednički i nakon toga obračunski dele proizvedenu električnu energiju. Svaki član zajednice zadržava prava i obaveze definisane propisima. Tako npr. u Republici Srbiji proizvođači iz OIE snage veće od 400 kW imaju obavezu obezbeđenja dodatne balansne rezerve [6-9].

Razlika između ZOIE i EZG je u tome što proizvodni objekat u ZOIE mora biti iz OIE, dok u slučaju EZG ne mora. Pored toga, u EZG mogu učestvovati domaćinstva, mikro i mala preduzeća, kao i jedinice lokalne samouprave, dok ovakva ograničenja ne postoje za ZOIE. Detalji rada EZG i ZOIE nisu definisani te se očekuju podzakonski akti koji će pojasniti uslove rada, podele energije i njihovog generalnog funkcionisanja.

Potrebno je i u Crnoj Gori i u Republici Srbiji raditi na jačanju EZG i ZOIE jer će na taj način veći broj krajnjih kupaca biti uključen u tranziciju. Ne sme se zanemariti ni pozitivan uticaj koji zajednice imaju na životnu sredinu. Naročite koristi imaće oni krajnji kupci koji nemaju dovoljno finansijskih sredstava da samostalno investiraju u proizvodnju iz OIE ili oni koji nemaju dovoljno prostora za izgradnju sopstvenog proizvodnog objekta iz OIE - upravo u ovim situacijama ZOIE i EZG mogu dobiti svoj puni smisao.

4 MEHANIZMI ZA UNAPREĐENJE FLEKSIBILNOSTI EES

U uslovima energetske tranzicije, kako bi se novi proizvodni kapaciteti iz OIE priključili na EES bez prevelikih investicija, potrebno je unaprediti fleksibilnost EES. Fleksibilnost EES podrazumeva sposobnost EES da reaguje na promene u EES koje su uz varijabilne OIE neminovne.

Fleksibilnost EES se može unaprediti, između ostalog, skladištenjem električne energije, upravljanjem potrošnjom i proizvodnjom, pomoćnim uslugama OPS i ODS, kao i radom agregatora. Potrebno je ulaganje u EES u smislu digitalizacije, automatizacije i upotrebe naprednih mernih sistema, kao i razvoj tržišta pomoćnih usluga. U okviru ovog poglavlja biće opisani modeli skladištenja, upravljanja potrošnjom, kao i agregacije. Takođe, biće dat i pregled mehanizama za unapređenje fleksibilnosti od strane OPS i ODS.

4.1 Skladištenje električne energije

Skladištenje električne energije može doprineti rasterećenju EES tako što će se skladištiti proizvedena električna energija u periodima kada energije ima previše u EES, kada cena električne energije može biti vrlo niska, pa čak i negativna. Uskladištena električna energija će se koristiti u periodima kada u EES ima manje energije i kada je njena cena posledično viša. Na taj način se povećava balansna rezerva u EES, EES se rastećuje, mogu se umanjiti ili potpuno izbeći zagušenja u EES, pri čemu vlasnici skladišta mogu ostvariti značajne prihode.

U Republici Srbiji i u Crnoj Gori definisana su skladišta električne energije ali nisu do kraja objašnjeni uslovi i način priključenja i modeli poslovanja. Aktivni kupci i kupci-proizvođači imaju pravo da instaliraju skladište u kom će skladištiti energiju proizvedenu u sopstvenom proizvodnom objektu. U obe zemlje postoji mogućnost priključenja skladišta direktno na EES pri čemu, za sada, nemaju obavezu plaćanja pristupa EES [6-13].

U Crnoj Gori eksplicitno se navodi da se bez licence može vršiti skladištenje električne energije za sopstvene potrebe, skladištenje energije koje obavlja energetski subjekat u jednom ili više energetskih objekata ako njihova ukupna instalisana snaga ne prelazi 500 kW, kao i skladištenje energije od strane OPS ili ODS (ukoliko se za to steknu propisani uslovi) [7]. U Republici Srbiji je samo navedeno da je za skladištenje električne energije potrebna licenca, te je ovu odredbu potrebno dodatno precizirati podzakonskim aktima [6].

Potrebno je i u Republici Srbiji i u Crnoj Gori olakšati administrativne procedure i definisati mogućnosti za priključenje i rad skladišta jer će ona biti od izuzetnog značaja za sprovođenje energetske tranzicije u narednom periodu. Takođe, potrebno je da OPS i ODS daju mapu lokacija pogodnih za izgradnju skladišta, kako bi se njihov potencijal najbolje iskoristio.

4.2 Upravljanje potrošnjom

Upravljanje potrošnjom može biti značajno za tranziciju jer se upravljanjem postojećim resursima (bez velikih dodatnih ulaganja) može menjati kriva opterećenja EES, a takođe koristiti električna energija proizvedena iz OIE.

Upravljanje potrošnjom može se vršiti implicitno i eksplicitno. Implicitno upravljanje se uglavnom vrši cenovnim signalima - kako cenama električne energije, tako i cena pristupa EES. Tako npr. za pristup EES postoje viša i niža tarifa (jeftinije cene u noćnom periodu kada je EES slabije opterećen) [10-13]. Definisana je i mogućnost dinamičkih tarifa [6,7,18] gde snabdevač može nuditi različite cene u različitim satima u toku dana u zavisnosti od električne energije kojom raspolaže. Te cene mogu pratiti cene na tržištu, ali isto tako ukoliko snabdevač otkupljuje električnu energiju od npr. solarnih elektrana može nuditi povoljne cene u periodima u kojima solarne elektrane proizvode električnu energiju. Cene će biti jeftinije kada ima više električne energije u EES, a skuplje kada nema dovoljno energije u EES pri čemu će se jedan deo kupaca prirodno prilagođavati cenama pri čemu će pozitivno doprinositi fleksibilnosti EES.

Eksplicitno upravljanje se vrši na osnovu ugovora sa OPS, ODS, snabdevačem ili agregatorom (o čemu će biti više reči u narednom poglavlju). U Republici Srbiji postoje primeri upravljanja potrošnjom gde ODS upravlja priključkom domaćinstava na kome su priključeni uređaji za grejanje prostora i akumulacioni bojleri pri čemu ima obavezu da određeni broj sati u toku dana omogući napajanje instalacije pri čemu bira period dana u kom je EES manje opterećen [12,13]. Ovakvi modeli mogu se koristiti za dalji razvoj upravljanja potrošnjom u Srbiji, a takođe se može koristiti i kao pilot projekat u Crnoj Gori kako u smislu testiranja modela tako i edukacije stanovništva.

Potrebno je raditi na promociji u unapređenju modela upravljanja potrošnjom jer upravo ono može predstavljati značajan resurs energetske tranzicije.

4.3 Agregatori

Agregatori su definisani i u regulativi Republike Srbije i Crne Gore [6,7]. Oni objedinjavaju potrošnju i/ili proizvodnju električne energije većeg broja korisnika EES radi kupovine, prodaje ili aukcija na tržištima. Agregator može kupovati odnosno prodavati električnu energiju na tržištu električne energije za veći broj korisnika EES. Navedeno je izuzetno značajno npr. za aktivne kupce pri čemu objedinjavanjem viškova većeg broja aktivnih kupaca može postići bolju cenu na tržištu nego da se pojavi samostalno jedan aktivni kupac. Kupovinom električne energije za veći broj korisnika EES može ostvariti povoljniju cenu za kupce. Takođe može učestvovati i u organizaciji kolektivnih šema snabdevanja, kao i npr. u šemama P2P snabdevanja [19], EZG, ZOIE.

Glavni mehanizam delovanja agregatora pored ukrupnjavanja ponude i potražnje jeste upravljanje potrošnjom, proizvodnjom i skladištenjem. Ugovorom o agregiranju agregator i član agregatorske grupe dogovaraju vid saradnje i način na koji agregator može delovati uz odgovarajuću finansijsku nadoknadu članu agregatorske grupe za odstupanje od inicijalno planiranog korišćenja električne energije. Tako npr. ukoliko u EES ima viška električne energije agregator može smanjiti proizvodnju, skladištiti električnu energiju ili dati nalog kupcima da povećaju potrošnju [20]. Korišćenjem opisanog mehanizma agregator može delovati i u cilju smanjivanja troškova debalansa BOS, a takođe može pružati i usluge fleksibilnosti OPS i ODS.

Potrebno je doneti mere podsticaja za agregatore i omogućiti njihov nesmetan rad kroz jasno definisane procedure, pravila i regulativu. Takođe, neophodno je razvijati i tržište električne energije kako bi agregatori dobili svoj pun smisao i dali svrsishodan doprinos fleksibilnosti EES.

4.4 Doprinos OPS i ODS fleksibilnosti EES

Praćenjem tokova snaga i opterećenja EES OPS i ODS mogu izvršiti rekonfiguraciju EES na optimalan način kako bi se izbegla preopterećenja EES, zagušenja u EES i varijacije napona. Upravo ovo može biti jedna od ključnih mera za stabilnost snabdevanja električnom energijom. Pored toga potrebno je vršiti i simetriranje faza. Sve navedeno dovešće do smanjenja gubitaka, boljih naponskih prilika i pouzdanosti isporuke električne energije. Takođe, elementi EES će biti optimalno opterećeni te će se i njihov životni vek produžiti.

Nakon sprovođenja prethodno opisanih mera, potrebno je redovno pratiti tokove snaga i opterećenje EES kako bi se prepoznale potencijalne sporne situacije kao što su npr. zagušenja u EES. Tada OPS i ODS imaju mogućnost rekonfiguracije mreže ali i korišćenja redispečinga i usluga fleksibilnosti od strane korisnika EES.

Navedeno će posebno biti značajno u budućem periodu kada se značajniji kapaciteti za proizvodnju iz varijabilnih OIE integrišu u EES, s tim što već sada postoje potrebe za većom fleksibilnošću. Npr. u Republici Srbiji u delovima EES sa velikim instalisanim kapacitetima iz OIE (npr. u okolini Vršca vetroelektrane priključene na distributivni EES) ne može se potrošiti proizvedena električna energija u noćnim satima i energija iz distributivnog prelazi u prenosni EES [4] pri čemu uzrokuje tehničke probleme i povećanje troškova naročito za ODS.

Takođe, bolja organizacija napajanja će dovesti i do oslobađanja kapaciteta za priključenje novih korisnika EES bez velikih investicija u EES. Pored toga, može se očekivati i bolje sagledavanje potreba za investiranjem u EES, a i svrsishodnije planiranje održavanja i remonata elemenata EES.

Bitan doprinos fleksibilnosti mogu doneti i interkonekcije sa drugim susednim državama (npr. 400 kV Trans-Balkanski koridor) kao i neki od kapitalnih projekata kao što je npr. izgradnja reverzibilne hidroelektrane Bistrica u Republici Srbiji [2] ili povećanje kapaciteta podmorskog kabla MONITA između Crne Gore i Italije [3].

5 PREDLOZI ZA UBRZANJE ENERGETSKE TRANZICIJE

Kako bi se energetska tranzicija ubrzala neophodno je intenzivno raditi na modernizaciji EES, unapređenju regulative, razvoju tržišta električne energije i edukaciji korisnika EES kako bi se aktivno i efikasno uključili u sprovođenje tranzicije.

Ključni korak u sprovođenju tranzicije je unapređenje EES naročito u smislu automatizacije, digitalizacije i implementacije naprednih mernih sistema što će dovesti do boljeg monitoringa nad EES, lakšeg upravljanja EES, pronalaženja kritičnih tačaka u EES i obezbediti pouzdaniji rad EES i sigurnost snabdevanja uz mogućnost integracije proizvodnih kapaciteta iz OIE. Za realizaciju navedenog potrebna su značajna finansijska sredstva te ih je potrebno obezbediti OPS i ODS kako kroz kreditne linije, donacije i korišćenje fondova Evropske unije, tako i kroz obezbeđivanje stabilnih i dovoljnih prihoda kroz cenu pristupa EES. Cena bi trebalo da odražava realne potrebe OPS i ODS za održavanjem i razvojem EES. Potrebno je razmotriti uvođenje G komponente i u Republici Srbiji, kako bi se deo troškova pristupa EES rasporedio na proizvođače u meri u kojoj njihov rad izaziva troškove OPS i ODS, pri čemu bi se krajnji kupci rasteretili dela troška za pristup EES. Obezbeđivanje adekvatnih finansijskih sredstava OPS i ODS je neophodno ne samo kako bi mogli da održavaju i modernizuju EES i da efikasnije njime upravljaju, već i da posluju transparentno, nediskriminatorno, odgovaraju blagovremeno na zahteve korisnika EES, ubrzaju i pojednostave administrativne procedure.

Drugi značajan izazov je regulativa. Potrebno je doneti izmene i dopune regulative kojima će se definisati funkcionisanje različitih modela korišćenja OIE a i tržišnih modela, kao i mehanizama za unapređenje efikasnosti EES. Pored toga, potrebno je i unapređivati regulativu u smislu olakšanja procedura za priključenje proizvodnih objekata iz OIE, naročito onih sa manjim instalisanim snagama, kao i onih za sopstvene potrebe jer upravo u njima leži značajan potencijal za ubrzanje energetske tranzicije kroz decentralizaciju i demokratizaciju proizvodnje električne energije i šire učešće korisnika EES u procesu tranzicije.

Potrebno je promovisati i lokalnu potrošnju električne energije koja je proizvedena u objektima za proizvodnju električne energije iz sopstvenih proizvodnih objekata čime se smanjuju gubici u mreži, rasterećuje infrastruktura i povećava energetska nezavisnost korisnika. U tom svetlu izuzetno je važno edukovati građane i privredu o značaju energetske tranzicije i mogućnostima za učešće i njeno ubrzanje uz dodatne prihode/uštede. Zbog svega navedenog potrebno je razvijati modele aktivnih kupaca, kupaca-proizvođača i ZOIE i EZG.

Usled sadašnjeg relativno niskog stepena integracije OIE modeli fleksibilnosti trenutno nisu neophodni te se zbog toga nedovoljno o njima govori, ali sa povećanjem kapaciteta i potreba za unapređenjem fleksibilnosti će biti sve izraženija. Zato je važno regulatorne i tržišne mehanizme razvijati unapred, kako bi EES bio spreman za budućnost. U tom kontekstu potrebno je unapređivati modele priključenja skladišta jer oni mogu biti stub fleksibilnosti EES

u narednom periodu. Istovremeno je potrebno jasno definisati regulatorni status skladišta, njihove tržišne uloge i modele poslovanja, kako bi se omogućila njihova šira primena.

Pored toga, važno je razvijati tržišne modele u kojima se potrošnja prilagođava proizvodnji. Potrebno je omogućiti i podsticati modele fleksibilne potrošnje putem agregatora i/ili dinamičkih tarifa za energiju i pristup EES. Takođe, trebalo bi razvijati i tržište pomoćnih usluga kako bi korisnici EES mogli da pružaju usluge OPS i ODS kao što su frekventne i nefrekventne usluge i druge usluge fleksibilnosti samostalno ili putem agregatora. Time se povećava stabilnost EES, smanjuju troškovi balansiranja i stvara dodatni izvor prihoda za učesnike na tržištu.

U sklopu sprovođenja energetske tranzicije potrebno je unapređivati i energetsku efikasnost, koja smanjuje ukupnu potrošnju energije, potrebu za novim proizvodnim kapacitetima i opterećenje mreže.

Kako bi sve prethodno opisano dobilo svoj puni smisao potrebno je raditi i na unapređenju tržišta električne energije. Nedovoljan broj učesnika na tržištima i relativno niske cene električne energije (naročito regulisane) otežavaju razvoj modela, produžavaju povrat investicija u OIE, a nedostatak konkurencije izaziva odlaganje investicija i tržišno modelovanje cena.

6 ZAKLJUČAK

Iako su Republika Srbija i Crna Gora već uradile mnogo toga na polju energetske tranzicije, brojni su izazovi za dostizanje željenog cilja. Propisi koje su obe države uvele predvidele su brojne institute koji mogu pomoći na tom putu. Međutim, ostaje da se ti instituti ofrme u potpunosti i zažive u praksi, da bi *post festum* analize pokazale koliko zaista doprinose EES na putu ka energetskoj tranziciji.

Dostizanje veće fleksibilnosti EES od trenutno postojeće svakako čini bitnu pretpostavku integracije OIE u EES i njihovu veću primenu. Da bi se ista postigla, neophodno je sadejstvo svih ovih instituta zajedno i pojedinačno kao i njihova široka zastupljenost. Usklađivanje mehanizama koji se navode u ovom radu dovešće ne samo do razvijenijeg tržišta električne energije, već i do stabilnijeg EES koji će posledično doprineti bržoj tranziciji.

Na osnovu svega iznetog može se zaključiti da ubrzanje energetske tranzicije predstavlja neminovnost, a da od učesnika na tržištu zavisi koliko će se brzo stići do željenog rezultata. Potrebno je unapređivati EES, regulativu, razvijati tržište, obezbediti finansijsku podršku, kao i aktivno učešće korisnika EES i edukacije. Samo opsežnim reformama može se sprovesti energetska tranzicija uz visoku integraciju OIE uz održanje stabilnosti snabdevanja.

LITERATURA

[1] Decision Of The Ministerial Council Of The Energy Community No 2022/02/MC-EnC
[2] Integrisani nacionalni energetski i klimatski plan Republike Srbije za period do 2030. godine sa vizijom do 2050. godine,https://www.mre.gov.rs/extfile/sr/1138/INEKP_pre%C4%8Di%C5%A1%C4%87en_tekst_1.8.24.pdf, 2.2.2026
[3] Nacionalni energetski i klimatski plan Crne Gore, dostupno na: https://www.gov.me/clanak/nacionalni-energetski-i-klimatski-plan-crne-gore, 2.2.2026.
[4] AERS godišnji izveštaj 2024. godine, https://www.aers.rs/media/FILES/Izvestaji/Godisnji/Izvestaj%20Agencije%202024.pdf, 2.2.2026.
[5] Izvještaj o stanju energetskog sektora Crne Gore za 2024. godinu, https://regagen.co.me/wp-content/uploads/2025/07/20250728_REGAGEN_-IZVJESTAJ-O-STANJU-ENERGETSKOG-SEKTORA-CRNE-GORE-ZA-2024.pdf, pristupljeno: 2.2.2026.
[6] Zakon o energetici ('Sl. glasnik RS', br. 145/2014, 95/2018 - dr. zakon, 40/2021, 35/2023 - dr. zakon, 62/2023, 94/2024 i 109/2025 - dr. zakoni)
[7] Zakon o energetici ("Službeni list CG", br. 28/2025 i 3/2026)
[8] Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije ("Sl. glasnik RS", br. 40/2021, 35/2023 i 94/2024 - dr. zakon)
[9] Zakon o korišćenju energije iz obnovljivih izvora ("Službeni list CG", br. 82/2024 od 23.8.2024. godine)
[10] Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije, dostupno na: https://regagen.co.me/wp-content/uploads/2022/07/20250131_Metodologija-za-utvrdjivanje-regulatorno-dozvoljenog-prihoda-i-cijena-za-koriscenje-distributivnog-sistema-elektricne-energije.pdf, 2.2.2026.
[11] Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije, dostupno na: https://regagen.co.me/wp-content/uploads/2022/07/20250131_Metodologija-za-utvrdjivanje-regulatorno-dozvoljenog-prihoda-i-cijena-za-koriscenje-prenosnog-sistema-elektricne-energije.pdf, 2.2.2026.
[12] Metodologija za određivanje cene pristupa sistemu za distribuciju električne energije, dostupno na: https://aers.rs/%D0%B0%D0%BA%D1%82%D0%B8-%D0%B0%D0%B3%D0%B5%D0%BD%D1%86%D0%B8%D1%98%D0%B5#MOC11, 2.2.2026.

[13] Metodologija za određivanje cene pristupa sistemu za prenos električne energije, dostupno na: https://aers.rs/%D0%B0%D0%BA%D1%82%D0%B8-%D0%B0%D0%B3%D0%B5%D0%BD%D1%86%D0%B8%D1%98%D0%B5#MOC11, pristupljeno: 2.2.2026.
[14] Uredba o kriterijumima, uslovima i načinu obračuna potraživanja i obaveza između kupca - proizvođača i snabdevača Službeni glasnik RS, br. 83 od 27. avgusta 2021, 74 od 1. jula 2022.
[15] Primeri subvencija u Republici Srbiji, https://www.mre.gov.rs/vest/sr/8670/poziv-za-gradove-i-opstine-za-subvencije-prozjumerima-u-aprilu-tokom-leta-za-gradjane.php, pristupljeno 2.2.2026.
[16] EPCG internet stranica, dostupno na: https://epcg-sg.com/lat/solari-3000-i-solari-500/ pristupljeno: 2.2.2026.
[17] Cene garantovano snabdevanje, dostupno na: https://aers.rs/media/FILES/Odluke/OCenama/2025-10-01%20Cenovnik%20GS.pdf , pristupljeno: 2.2.2026.
[18] D. Grujić, M. Kuzman, Ž. Đurišić, Upotreba cenovnih signala u cilju ubrzanja energetske tranzicije, Energija, ekonomija, ekologija, 2024, god. XXVI, br. 4, doi: 10.46793/EEE24-4.11G
[19] Grujić, Dunja & Kuzman, Miloš. (2025). ANALYSIS OF THE POSSIBILITIES OF P2P (PEER-TO-PEER) SUPPLY IN THE REPUBLIC OF SERBIA. 1784-1797. 10.46793/CIGRE37.C5.07.
[20] D. Grujić, M. Kuzman, Uloga agregatora u razvoju tržišta električne energije, Elektroprivreda Godina 1, Broj 1, 2023

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R6-02

UVOĐENJE AGREGATORA U SRBIJI: BENEFITI, IZAZOVI I PRVI KORACI

INTRODUCTION OF AGGREGATORS IN SERBIA: BENEFITS, CHALLENGES, AND FIRST STEPS

Jelena STOJKOVIĆ TERZIĆ, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet , Srbija*
Dunja GRUJIĆ, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, Srbija
Jelisaveta KRSTIVOJEVIĆ, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, Srbija
Nikola TOŠIĆ, Elektromreža Srbije AD, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Elektroenergetski sistem Srbije prolazi kroz ubrzanu transformaciju usled rasta kapaciteta iz obnovljivih izvora energije (OIE), pre svega solarnih i vetroelektrana. Iako ovaj proces doprinosi smanjenju emisija i dekarbonizaciji energetskog sektora, istovremeno otvara niz novih tehničkih izazova. Oni se pre svega odnose na balansiranje proizvodnje i potrošnje, pojavu zagušenja u mreži i sve izraženiju potrebu za dodatnom fleksibilnošću, kako na nivou distributivnog, tako i na nivou prenosnog sistema. Kako energetska tranzicija odmiče, fokus se postepeno pomera sa pitanja koliko kapaciteta iz OIE možemo da izgradimo, na pitanje kako te kapacitete pouzdano i ekonomski održivo integrisati u mrežu i tržište. U tom kontekstu, rešenja zasnovana isključivo na jačanju mrežne infrastrukture postaju sve skuplja i sporija, zbog čega se sve više pažnje usmerava ka tržišnim mehanizmima za obezbeđivanje fleksibilnosti. U odgovoru na navedene izazove, agregatori, novi učesnici na tržištu električne energije, pojavljuju se kao jedan od centralnih mehanizama. Njihova osnovna uloga je da okupe veći broj manjih, pojedinačno ograničenih resursa (distribuirane izvore energije, fleksibilnu potrošnju, aktivne kupce i sisteme za skladištenje energije) i da ih objedine u jedinstven, merljiv i upravljiv resurs. U radu se detaljno analiziraju benefiti koje agregatori donose elektroenergetskom sistemu i tržišnim učesnicima, uključujući unapređenje balansiranja sistema, smanjenje potrebe za redispečingom i prinudnim ograničenjima proizvodnje, ublažavanje zagušenja u mreži i odlaganje skupih infrastrukturnih ulaganja. Istovremeno, razmatraju se i koristi za učesnike na tržištu, pre svega kroz otvaranje novih izvora prihoda, povećanje konkurencije i aktivnije uključivanje krajnjih kupaca u rad elektroenergetskog sistema. Poseban akcenat stavljen je na razloge zbog kojih je uvođenje agregatora važno upravo u kontekstu Srbije. Iako trenutni udeo varijabilnih OIE još uvek nije na nivou razvijenijih evropskih tržišta, identifikovano je da upravo ovaj period predstavlja povoljnu priliku za pravovremeno uspostavljanje mehanizama fleksibilnosti i pravila njihovog korišćenja, pre nego što se problemi u radu sistema dodatno intenziviraju. U radu se, pored benefita, identifikuju i ključni izazovi za razvoj agregatora u Srbiji. Na osnovu ovih analiza, rad daje preporuke za prevazilaženje identifikovanih prepreka i predlaže konkretne korake ka postepenom operativnom uvođenju i razvoju tržišta agregatora. Očekuje se da rezultati rada pruže podršku donosiocima odluka, regulatorima, operatorima sistema i tržišnim učesnicima u daljem razvoju regulatornog i tržišnog okvira, kao i pozicioniranju agregatora kao važnog elementa fleksibilnog, decentralizovanog i sigurnog elektroenergetskog sistema Srbije.

Ključne reči: integracija OIE, tržište električne energije, dodatne usluge, agregatori, fleksibilnost

ABSTRACT

The Serbian power system is undergoing a rapid transformation driven by the increasing deployment of renewable energy sources, particularly solar and wind. While this transition supports decarbonization goals, it also brings new technical challenges related to balancing supply and demand, rising network congestion, and the growing need for flexibility at both distribution and transmission levels. As the transition progresses, the focus is gradually shifting from how much renewable capacity can be built to how these resources can be integrated into the power system and electricity markets in a reliable and cost-effective way. In this context, solutions based solely on grid reinforcement are becoming increasingly expensive and slow to implement, which has increased interest in market-

* Jelena Stojković Terzić jstojkovic@etf.bg.ac.rs; Dunja Grujić dunjagrujic@gmail.com; Jelisaveta Krstivojević j.krstivojevic@etf.bg.ac.rs; Nikola Tošić nikola.tosic@ems.rs

based flexibility solutions. Against this background, electricity aggregators are emerging as a key enabling mechanism. By pooling a large number of small-scale and individually limited resources—such as distributed energy resources, flexible demand, active customers, and energy storage systems—aggregators transform dispersed flexibility into a single, measurable, and controllable resource that can be offered to system operators and electricity markets. This paper analyzes the benefits of aggregation for both the power system and market participants, including improved system balancing, reduced reliance on redispatch and curtailment, mitigation of network congestion, and deferral of costly network investments. From a market perspective, aggregation also creates new revenue opportunities, enhances competition, and enables the more active participation of end-users. Particular attention is given to why the introduction of aggregators is especially relevant in the Serbian context. Although the current share of variable renewable energy remains lower than in more mature European markets, this stage of development represents a valuable window of opportunity to establish flexibility mechanisms and operational rules before system challenges intensify. In addition to benefits, the paper identifies the main barriers to the development of aggregation in Serbia. Based on these findings, the paper proposes targeted recommendations and outlines concrete steps toward the gradual introduction and development of an aggregator market in Serbia. The results aim to support policymakers, regulators, system operators, and market participants in establishing aggregators as a core component of a flexible, decentralized, and secure power system.

Keywords: renewable energy integration, electricity market, ancillary services, aggregators, flexibility

1 UVOD

Elektroenergetski sistemi (EES) širom sveta prolaze kroz duboku transformaciju uslovljenu dekarbonizacijom, digitalizacijom i decentralizacijom proizvodnje i potrošnje električne energije. Ove promene su posebno izražene u evropskom kontekstu, gde politike energetske tranzicije, kao što su Evropski zeleni dogovor i paket „Fit for 55“, podstiču ubrzano povećanje udela obnovljivih izvora energije (OIE), elektrifikaciju potrošnje i razvoj aktivne uloge krajnjih korisnika na tržištu električne energije [1], [2]. Kao posledica toga, EES postaju sve kompleksniji, sa izraženijom varijabilnošću proizvodnje i povećanom potrebom za fleksibilnošću.

U takvom okruženju, tradicionalni model funkcionisanja EES, zasnovan na centralizovanoj proizvodnji i pasivnoj potrošnji, postepeno se zamenjuje modelom u kojem veliki broj distribuiranih resursa aktivno učestvuje u radu EES. Distribuirani izvori energije, sistemi za skladištenje, električna vozila i fleksibilna potrošnja postaju važni elementi balansiranja EES, ali istovremeno uvode dodatnu složenost u njegovo upravljanje [3]. Upravo iz tog razloga, u evropskoj praksi se razvijaju novi tržišni mehanizmi i novi učesnici koji omogućavaju efikasno uključivanje ovih resursa u rad EES.

Jedan od ključnih takvih učesnika su agregatori. Agregatori predstavljaju posrednički sloj koji objedinjuje veliki broj malih i disperzovanih resursa – uključujući fleksibilnu potrošnju, distribuiranu proizvodnju i skladištenje – i transformiše ih u jedinstven, merljiv i upravljiv resurs koji može učestvovati na tržištima električne energije i u operativnim procesima EES [4]. Na taj način, agregatori omogućavaju da fleksibilnost postane tržišno dostupna i operativno upotrebljiva, čime doprinose efikasnijem balansiranju EES, smanjenju mrežnih ograničenja i boljoj integraciji OIE.

Razvoj agregatora u Evropi snažno je podržan regulatornim okvirom, posebno kroz Direktivu o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije (EU 2019/944), koja prepoznaje agregatore kao nezavisne tržišne učesnike i definiše njihova prava i obaveze [5]. U mnogim zemljama EU, agregatori već aktivno učestvuju na tržištima balansne energije, pomoćnih usluga i unutardnevne trgovine, a u pojedinim slučajevima i na lokalnim tržištima fleksibilnosti na nivou distributivnih EES [6]. Međutim, iskustva ovih zemalja pokazuju da uspešan razvoj agregacije ne zavisi samo od formalnog regulatornog priznanja, već i od detaljne razrade operativnih pravila, uključujući licenciranje, pretkvalifikaciju, razmenu podataka, utvrđivanje osnovne linije i modele poravnanja [7].

U Republici Srbiji, razvoj agregatora se nalazi u ranoj, ali dinamičnoj fazi. EES Republike Srbije prolazi kroz ubrzanu transformaciju usled rasta kapaciteta iz OIE, pre svega solarnih i vetroelektrana. Iako trenutni udeo varijabilnih OIE još uvek nije na nivou razvijenijih evropskih tržišta, već sada su prisutni izazovi koji se odnose na balansiranje EES, pojavu zagušenja u mreži i povećanu potrebu za fleksibilnošću [8]. Istovremeno, Republika Srbija je i dalje značajno zavisna od fosilnih goriva, uključujući uvoz uglja i gasa, što dodatno naglašava značaj razvoja domaćih fleksibilnih resursa i efikasnijeg korišćenja postojećih kapaciteta.

Važeći zakonodavni okvir u Republici Srbiji prepoznaje agregatore kao potencijalne tržišne učesnike, čime je napravljen prvi korak ka njihovom uvođenju. Međutim, analiza pokazuje da niz ključnih elemenata još uvek nije operativno razrađen. To se pre svega odnosi na pitanja licenciranja agregatora, dalje uređenje njihovih odnosa sa

snabdevačima i operatorima sistema, kao i praktičnu proveru postojećih procedura za merenje, verifikaciju i obračun fleksibilnosti, koje još nisu testirane kroz stvarno funkcionisanje agregatora na tržištu. Pored toga, tržišni okvir za fleksibilnost još uvek je u razvoju, sa ograničenim mogućnostima za učešće novih učesnika i nedovoljno izraženim cenovnim signalima[9]. Važan iskorak u ovom pravcu predstavlja otvaranje tržišta pomoćnih usluga na tržišnim osnovama u Republici Srbiji, koje je započeto 2026. godine. Uvođenjem aukcijskog modela za nabavku balansnog kapaciteta (FCR, aFRR i mFRR) i prelaskom na marginalni princip obračuna aktivirane energije (marginal price i.e. pay-as-cleared), stvoreni su prvi konkretni uslovi za tržišno vrednovanje fleksibilnosti [9]. Ove promene su od posebnog značaja jer predstavljaju prvi realan operativni prostor u kojem agregatori mogu učestvovati i demonstrirati svoju vrednost u EES.

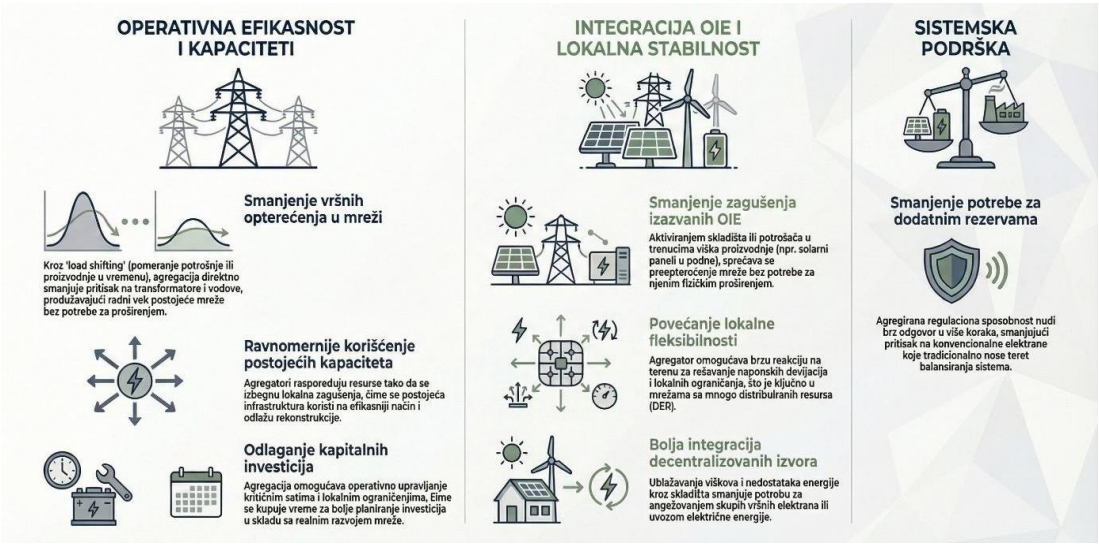
U tom kontekstu, Republika Srbija se nalazi u specifičnoj poziciji. Sa jedne strane, prisutni su brojni izazovi karakteristični za tržišta u ranoj fazi razvoja agregacije, uključujući regulatorne nejasnoće, tehnička ograničenja i nedovoljno razvijeno tržište fleksibilnosti. Sa druge strane, upravo ova faza razvoja pruža mogućnost da se okvir za agregatore oblikuje proaktivno i promišljeno, pre nego što problemi integracije velikog obima OIE postanu izraženiji i skuplji za rešavanje.

Polazeći od navedenog, cilj ovog rada je da doprinese boljem razumevanju uloge agregatora u kontekstu energetske tranzicije Republike Srbije i da pruži podršku donosiocima odluka, regulatorima, operatorima sistema i tržišnim učesnicima u daljem razvoju fleksibilnog, decentralizovanog i sigurnog EES. U prvom poglavlju, rad analizira tehničke, ekonomske i ekološke benefite koje agregatori mogu doneti EES Republike Srbije i njegovim učesnicima. Drugo poglavlje identifikuje se ključni izazovi koji trenutno ograničavaju razvoj agregatora, uključujući regulatorne, tržišne, tehničke i institucionalne prepreke, dok treće predlaže fazni pristup njihovom operativnom uvođenju, koji omogućava postepen i održiv razvoj tržišta agregacije. Na kraju su data zaključna razmatranja.

2 BENEFITI UVOĐENJA AGREGATORA

2.1 Tehnički benefiti agregatora za EES

Agregatori predstavljaju operativni sloj koji objedinjuje fleksibilnu potrošnju, distribuiranu proizvodnju i skladišta u jedinstven, upravljiv resurs, dostupan operatoru i EES. U uslovima rastućeg udela distribuiranih resursa i sve izraženije varijabilnosti proizvodnje iz OIE, agregacija povećava upravljivost EES i omogućava da se deo ograničenja rešava kroz koordinisano upravljanje tokovima snage i opterećenjem u kritičnim satima, umesto isključivo kroz mrežna ojačanja. Na slici 1 su sistematizovane ključne tehničke koristi agregacije za EES.



Slika 1 - Tehnički benefiti agregatora za EES

2.2 Ekonomski ko-benefiti agregatora

Osim primarnog cilja koji se odnosi na ostvarivanje prihoda od prodaje usluga fleksibilnosti, učešće u programima agregatora donosi niz ekonomskih ko-benefita za sve uključene strane: krajnje kupce, proizvođače, skladištare, operatore prenosnog i distributivnog sistema i društvo u celini.

Učešće u programima agregacije fleksibilnosti donosi kupcima korist kroz dve grupe efekata: direktne (uštede i prihodi koje vidi učesnik) i indirektne (niži troškovi EESkoji se prelivaju na širi krug kupaca kroz niže cene pristupa EES). Za razliku od dela EU gde su dinamičke tarife i tržišni proizvodi fleksibilnosti već široko razvijeni, u Republici Srbiji će se puni potencijal direktnih koristi za domaćinstva otključavati postepeno, uz širenje pametnog merenja i uvođenje dinamičnijih tarifa i pravila tržišta.

Direktne koristi su najrealnije i najbrže u segmentima gde već postoji i tehnologija i motiv: industrija i veći komercijalni kupci (pomeranje procesa, HVAC, hlađenje), kao i korisnici sa baterijama, prozjumerskim sistemima i punionicama za električna vozila. Tu agregator praktično omogućava da se potrošnja i skladištenje pomeraju u povoljnije sate i da se sopstvena proizvodnja bolje uskladi sa lokalnom potrošnjom, uz mogućnost prihoda od pružanja fleksibilnosti kada tržišni mehanizmi to dozvole.

Indirektne koristi su za Republiku Srbiju posebno važne jer ciljaju „uska grla“ tranzicije: lokalna zagušenja i naponske probleme u distributivnoj mreži, rast troškova balansiranja i potrebu za interventnim merama. Objedinjena fleksibilnost omogućava operatorima da deo problema rešavaju brže i lokalno (aktiviranjem potrošnje ili skladišta), što smanjuje potrebu za skupim redispečingom i odlaže deo investicija u mrežu. Za operatore sistema, agregirana fleksibilnost je alat koji smanjuje potrebu za skupim intervencijama i neplaniranim ili prevremenim investicijama u mrežu. Za operatora prenosnog sistema u Republici Srbiji agregirana fleksibilnost je najvrednija kao brz resurs za ublažavanje odstupanja i smanjenje pritiska na regulacionu rezervu, posebno u satima kada solar i vetar brzo menjaju proizvodnju. Takođe se smanjuje potreba da se angažuju dodatni skupi vršni resursi ili česta kratkotrajna angažovanja rezervnih kapaciteta. Za operatora distributivnog sistema, najveći benefit je lokalni. Fleksibilnost u pravom čvoru može da odloži skupa pojačanja mreže i da smanji potrebu za administrativnim ograničenjima priključenja ili prinudnim ograničavanjem proizvodnje (curtailment). Veliki deo investicionog pritiska nastaje zbog relativno malog broja kritičnih sati i lokalnih uskih grla. Agregator je mehanizam da se ti sati “ispeglaju” fleksibilnošću, pa se deo ulaganja može smanjiti ili odložiti. Zajednički efekat je niži operativni trošak i više “prostora” u mreži bez trenutnog investiranja u infrastrukturu.

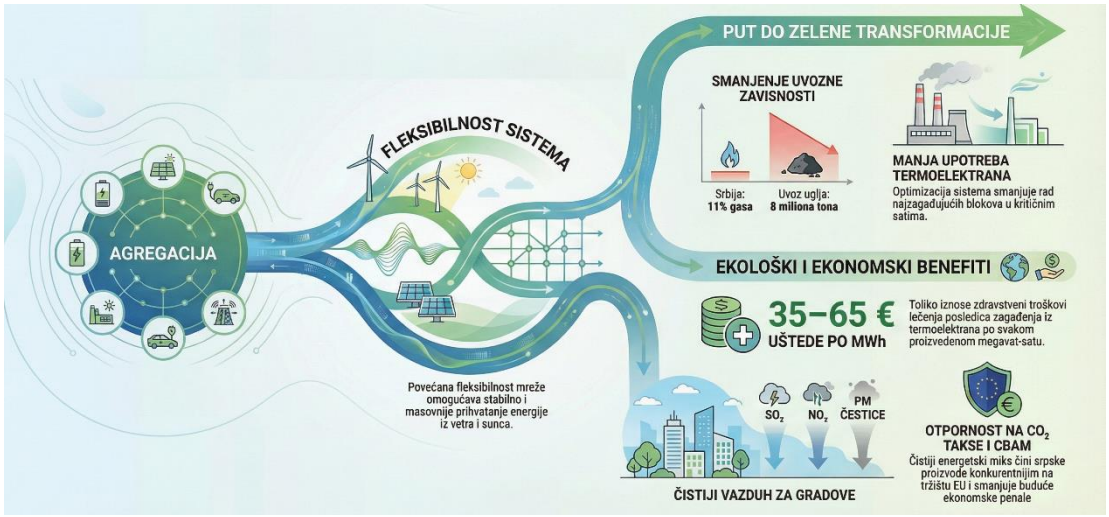
2.3 Ekološki ko-benefiti

Ekološki efekti fleksibilnosti uglavnom dolaze kroz dva kanala: (i) smanjuje se potreba da se termoelektrane koriste kao vršne jedinice, i (ii) olakšava se integracija OIE, uz manje prinudnog ograničavanja proizvodnje (curtailment).

- **Smanjenje emisija CO_2.** Kada se potrošnja ili skladištenje preusmere u sate visoke proizvodnje iz OIE (npr. solarna proizvodnja u podnevnim satima), smanjuje se potreba da sistem pokriva vršne potrebe za energijom iz fosilnih kapaciteta. Na taj način opadaju i emisije.

- **Smanjenje curtailment-a i povećana integracija OIE.** Fleksibilnost omogućava da se višak energije u periodima visoke proizvodnje “apsorbuje” kroz povećanu potrošnju ili punjenje skladišta, čime se smanjuje opterećenje EES i potreba za prinudnim ograničavanjem proizvodnje iz vetra i sunca, čime se povećava ukupni udeo OIE u energetskom miksu.

Na slici 2 su prikazane neke od praktičnih koristi za Republiku Srbiju od agregiranja.



Slika 2 – Ekološki i ekonomski benefiti agregatora

Na ovaj način, agregatori fleksibilnosti stvaraju „win-win-win“ situaciju: potrošači ostvaruju direktne novčane uštede i dodatne prihode, operatori sistema značajno smanjuju operativne i investicione troškove, a društvo u celini dobija brži i jeftiniji put ka dekarbonizaciji. Sve navedeno potvrđuje da agregacija fleksibilnosti nije “jedna usluga”, već paket ko-benefita koji istovremeno smanjuje troškove potrošačima, rasterećuje operatore sistema i ubrzava integraciju OIE uz niže emisije i veću energetsku sigurnost.

3 IZAZOVI ZA RAZVOJ AGREGATORA U REPUBLICI SRBIJI

Iako agregatori predstavljaju jedan od ključnih mehanizama za obezbeđivanje fleksibilnosti, njihovo uvođenje i razvoj u Republici Srbiji suočeni su sa nizom regulatornih, tehničkih, tržišnih i institucionalnih izazova. Ovi izazovi su tipični za tržišta u ranoj fazi energetske tranzicije, ali imaju i određene specifičnosti koje proizlaze iz strukture EES Republike Srbije.

3.1 Regulatorni izazovi

Jedan od osnovnih preduslova za razvoj agregatora jeste jasno definisan regulatorni okvir. U Republici Srbiji, iako su određeni elementi uloge agregatora prepoznati kroz zakonodavni okvir, njihova operativna implementacija još uvek nije u potpunosti razrađena.

Ključni regulatorni izazovi uključuju:

- nedovoljno jasno definisan pravni status agregatora kao tržišnog učesnika,
- nepostojanje preciznih pravila za licenciranje i registraciju agregatora
- nedostatak Pravila za promenu agregatora (tj. Pravila za promenu snabdevača i agregatora),
- odsustvo standardizovanih procedura za pretkvalifikaciju, merenje, verifikaciju i obračun fleksibilnosti.

Posebno važno pitanje odnosi se na nezavisne agregatore, odnosno njihovo pravo pristupa krajnjim kupcima bez saglasnosti snabdevača, što u evropskoj praksi predstavlja važan element razvoja tržišta. Iako domaći zakonodavni okvir dozvoljava da nezavisni agregatori slobodno obavljaju agregaciju, ostaje izazov da se to rešenje dosledno implementira u praksi.

3.2 Tržišni izazovi

Razvoj agregatora direktno zavisi od postojanja tržišta na kojima fleksibilnost ima ekonomsku vrednost. U Republici Srbiji, tržišni okvir za fleksibilnost je još uvek nedovoljno razvijen.

Identifikovani izazovi uključuju:

- ograničene mogućnosti učešća agregatora na tržištu balansne energije,
- potencijalno visok prag za učešće na tržištu pomoćnih usluga i na balansnom tržištu.
- nepostojanje lokalnih tržišta fleksibilnosti,
- nedovoljno razvijena intraday trgovina i ograničena likvidnost,
- nedostatak cenovnih signala koji reflektuju potrebu za fleksibilnošću(potencijalno niske cene balansnih kapaciteta za mFRR)

U takvom okruženju, poslovni modeli agregatora ostaju ograničeni, što smanjuje investicionu atraktivnost ovog segmenta tržišta.

3.3 Tehnički izazovi

Efikasno funkcionisanje agregatora zahteva razvijenu tehničku infrastrukturu, pre svega u domenu merenja, komunikacije i upravljanja podacima.

U Republici Srbiji su identifikovani sledeći tehnički izazovi:

- nedovoljna zastupljenost naprednih mernih sistema (smart metering),

- ograničen pristup podacima u realnom ili bliskom realnom vremenu,
- nedovoljna digitalizacija distributivne mreže,
- nepostojanje standardizovanih interfejsa za razmenu podataka.

Ovi faktori značajno otežavaju agregatorima da pouzdano kvantifikuju i plasiraju fleksibilnost na tržištu.

3.4 Operativni i institucionalni izazovi

Pored regulatornih i tehničkih aspekata, značajnu prepreku predstavlja i institucionalna spremnost sistema za uvođenje novih tržišnih učesnika.

Ključni izazovi uključuju:

- ograničeno iskustvo operatora sistema u radu sa agregatorima,
- nedostatak procedura za pretkvalifikaciju (u trenutku pisanja ovog rada) i aktivaciju agregiranih resursa.

Takođe, postoji potreba za jačanjem kapaciteta regulatornih i tržišnih institucija kako bi mogle da prate kompleksnost novih modela poslovanja. U tom kontekstu, izazov prilagođavanja postojećih tržišnih i operativnih pravila verovatno će postati vidljivi tek kada agregatori počnu praktično da funkcionišu na tržištu.

3.5 Izazovi na strani krajnjih korisnika

Agregacija u velikoj meri zavisi od učešća krajnjih korisnika, bilo kroz fleksibilnu potrošnju, distribuiranu proizvodnju ili skladištenje energije.

Međutim, u Republici Srbiji su prisutni sledeći izazovi:

- niska informisanost i razumevanje koncepta fleksibilnosti,
- ograničeni finansijski podsticaji za učešće,
- nedostatak jednostavnih i transparentnih ugovornih modela,
- percepcija rizika i neizvesnosti kod korisnika.

Bez aktivnog uključivanja potrošača, potencijal agregacije ostaje značajno ograničen.

3.6 Investicioni i finansijski izazovi

Razvoj agregatora zahteva inicijalna ulaganja u:

- IT infrastrukturu,
- razvoj platformi za upravljanje fleksibilnošću,
- akviziciju korisnika.

U uslovima nedovoljno razvijenog tržišta, povraćaj investicija je neizvestan, što dodatno usporava razvoj ovog segmenta.

Važno je naglasiti da većina identifikovanih izazova nije specifična samo za Republiku Srbiju, već predstavlja uobičajenu karakteristiku tržišta koja se nalaze u ranoj fazi razvoja agregacije. Ipak, specifičnost Republike Srbije ogleda se u tome što se EES trenutno nalazi u prelaznoj fazi, između tradicionalnog, centralizovanog modela funkcionisanja i budućeg, decentralizovanijeg i fleksibilnijeg EES. Takva pozicija istovremeno nosi i određene teškoće i značajnu razvojnu prednost. Sa jedne strane, postojeći mehanizmi, institucionalna praksa i tehnička infrastruktura još uvek nisu dovoljno razvijeni da bi omogućili punu primenu agregacije u praksi. Sa druge strane, upravo zbog toga postoji prostor da se regulatorni, tržišni i tehnički okvir oblikuju pravovremeno i promišljeno, pre nego što izazovi integracije velikog obima OIE postanu izraženiji. Ukoliko se razvoj ovog okvira bude vodio proaktivno, Republika Srbija može izbeći deo problema sa kojima su se suočavale zemlje koje su agregatore uvodile tek nakon što su operativna ograničenja EES, potreba za fleksibilnošću i tržišne neefikasnosti već postali jasno vidljivi.

Slika 3 - Izazovi za razvoj agregatora u Republici Srbiji

4 SLEDEĆI KORACI ZA USPOSTAVLJANJE AGREGATORA U REPUBLICI SRBIJI

Na osnovu sprovedene analize može se zaključiti da se Republika Srbija nalazi u specifičnom, ali povoljnom trenutku za početak operativnog razvoja agregatora. Sa jedne strane, agregatori su već formalno prepoznati u strateškim i zakonskim dokumentima, a uloga fleksibilnosti je jasno identifikovana kao važan preduslov daljeg razvoja EES i sprovođenja energetske tranzicije. Sa druge strane, pojedini ključni operativni elementi još uvek nisu u potpunosti uređeni, zbog čega agregatori, iako formalno prepoznati, još uvek ne mogu da se razviju u punom obimu.

Poseban značaj za ovaj proces ima činjenica da je u Republici Srbiji od 2026. godine započeto otvaranje tržišta pomoćnih usluga na tržišnim osnovama. Time je napravljen važan iskorak od administrativnog ka tržišno zasnovanom modelu nabavke balansnih kapaciteta, što predstavlja prvi stvarni operativni prostor u kojem agregatori mogu da dobiju ulogu na tržištu. Novi okvir podrazumeva nabavku balansnih rezervi putem kvartalnih i dnevnih aukcija, pri čemu su za 2026. godinu definisane potrebe EES od 42 MW za FCR, 80 MW za aFRR naviše i 80 MW za aFRR naniže i 300 MW naviše odnosno 135 MW naniže za mFRR [10]. Istovremeno, od 1. aprila 2026. godine uvodi se obračun aktivirane balansne energije po principu marginalne cene, odnosno "pay-as-cleared" modela, dok je do tog trenutka primenjivan "pay-as-bid" pristup. Ove promene su posebno važne jer prvi put stvaraju transparentniji i tržišno relevantniji signal za vrednost fleksibilnosti u EES .

U takvom kontekstu, sledeći koraci za uspostavljanje agregatora u Republici Srbiji ne bi trebalo da budu posmatrani kao jedan jedinstven regulatorni potez, već kao fazni proces u kome se paralelno razvijaju pravila, tržište, infrastruktura i baza resursa.

4.1 Faza 1: Regulatorna i institucionalna operacionalizacija

Prva faza razvoja agregatora u Republici Srbiji mora imati izrazito regulatorni i institucionalni karakter. U ovoj fazi prioritet nije širenje tržišta, već stvaranje osnovnih uslova da agregator uopšte može da se pojavi kao funkcionalan i pravno jasan tržišni učesnik. Ključno pitanje u toj fazi jeste licenciranje agregatora, koje trenutno predstavlja najvažniju formalnu prepreku za ulazak prvih agregatora na tržište. Iako Zakon o energetici [11] prepoznaje agregiranje kao energetsku delatnost, uslovi za izdavanje licence još uvek nisu definisani u relevantnom pravilniku, zbog čega agregatori, iako formalno prepoznati, ne mogu da počnu da rade u punom regulatornom smislu.

Pored licenciranja, u ovoj fazi je neophodno urediti i druga ključna pitanja koja određuju svakodnevno funkcionisanje agregatora. To se odnosi na definisanje ugovora o agregiranju, pravila za promenu agregatora, pravila razmene podataka između agregatora, operatora sistema i drugih učesnika, kao i uslove rada agregatora na distributivnom EES. Drugim rečima, cilj ove faze jeste da se agregator iz formalno prepoznate kategorije prevede u stvarnog i operativno mogućeg tržišnog učesnika.

Istovremeno, ova faza treba da obuhvati i preciznije uređivanje osnovnih pravila za učešće agregatora na tržištu pomoćnih usluga i balansnom tržištu. Iako je tržište pomoćnih usluga u Republici Srbiji otvoreno na tržišnim osnovama, to samo po sebi ne znači da su agregatori spremni za puno i masovno učešće. Potrebno je jasno definisati pretkvalifikacione procedure, način komunikacije sa operatorom sistema, metodologiju za određivanje

osnovne linije, kao i pitanja finansijske odgovornosti i poravnanja. Upravo su to elementi koje međunarodna praksa prepoznaje kao osnovne preduslove uspešnog razvoja agregacije, naročito u zemljama koje su uvodile agregatore fazno i uz jasnu proceduralnu standardizaciju. U tom smislu, prva faza treba da uspostavi regulatornu stabilnost i institucionalnu predvidivost, bez kojih dalji razvoj nije moguć .

4.2 Faza 2: Početno tržišno učešće i pilot implementacija

Druga faza razvoja agregatora podrazumeva prelazak sa regulatornog na operativni nivo, odnosno ograničeno, ali realno uključivanje agregatora u tržišne mehanizme. U srpskom kontekstu, posebno je važno da se ova faza osloni na one segmente tržišta i resurse kod kojih je moguće najbrže pokazati tehničku i ekonomsku opravdanost agregacije. Zbog toga bi fokus trebalo da bude na upravljivoj potrošnji, pre svega u industrijskom i komercijalnom sektoru, kao i na onim resursima koji su već dovoljno veliki, merljivi i organizaciono spremni za tržišno angažovanje.

Novi tržišni okvir već eksplicitno prepoznaje upravljivu potrošnju kao resurs, a agregatori i industrijski potrošači mogu učestvovati na aFRR i mFRR aukcijama balansnog kapaciteta ravnopravno sa proizvođačima. To je za Republiku Srbiju naročito značajno, jer znači da prvi agregatori ne moraju da čekaju masovni razvoj rezidencijalne fleksibilnosti, veću zastupljenost električnih vozila ili široku primenu baterijskih sistema, već mogu da se oslone na veće i tehnički spremnije korisnike. Upravo zato bi u ovoj fazi trebalo podsticati pilot-projekte i kontrolisane tržišne testove koji bi omogućili da se u realnim uslovima proveri funkcionisanje komunikacije, obračuna, aktivacije i ugovornih odnosa između agregatora, članova agregatorske grupe, snabdevača i operatora sistema.

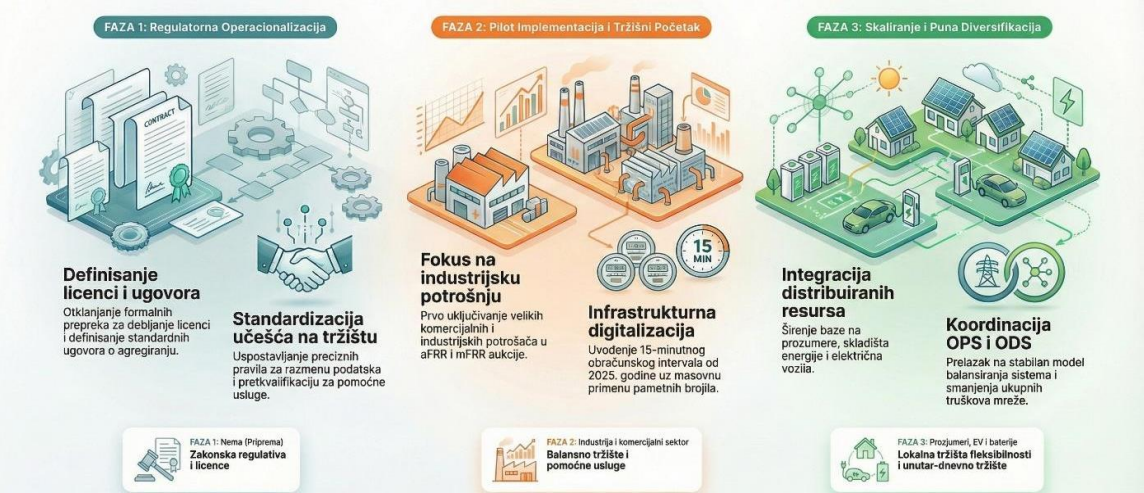
Ova faza mora istovremeno biti povezana i sa razvojem tehničke i digitalne infrastrukture. Napredni merni sistemi, digitalizacija EES, pouzdana razmena podataka i interoperabilnost između operatora sistema, agregatora i korisnika predstavljaju osnovne tehničke preduslove da agregacija funkcioniše u većem obimu. U domaćem okviru je već prepoznata potreba za ubrzanom implementacijom naprednih mernih uređaja, digitalizacijom EES i uspostavljanjem sistema za upravljanje tržišnim i mrežnim podacima, pa druga faza mora spojiti tržišno testiranje agregacije sa infrastrukturnim unapređenjima.

Poseban značaj u ovoj fazi ima i činjenica da je od 1. januara 2025. godine obračunski interval na balansnom tržištu u Republici Srbiji fiksiran na 15 minuta. Ova promena povećava potrebu za preciznijim upravljanjem portfoliom i istovremeno povećava vrednost onih resursa koji mogu brzo da odgovore na promene u EES. Na taj način, agregacija postaje deo šire transformacije tržišta električne energije ka većoj granularnosti, bržem reagovanju i preciznijem vrednovanju fleksibilnosti. Zbog toga druga faza ne bi trebalo da bude shvaćena samo kao faza testiranja agregatora, već i kao faza stvaranja prve realne tržišne vrednosti za fleksibilnost u Republici Srbiji.

4.3 Faza 3: Skaliranje, diverzifikacija resursa i prelazak ka punom tržištu fleksibilnosti

Treća faza podrazumeva prelazak sa ograničenih i pilot modela na šire, stabilnije i tehnološki raznovrsnije tržište fleksibilnosti. U ovoj fazi agregatori više ne bi trebalo da budu vezani samo za nekoliko velikih industrijskih ili komercijalnih korisnika, već bi trebalo da prošire bazu resursa na prozjumere, skladišta energije, električna vozila i druge distribuirane resurse. To podrazumeva i dublju integraciju agregatora u različite segmente tržišta električne energije, uključujući unutardnevno tržište i potencijalno buduća lokalna tržišta fleksibilnosti na nivou distributivnog EES.

U ovoj fazi je takođe neophodno jačanje koordinacije između operatora prenosnog i distributivnog sistema, jer uspostavljanje agregatora ne može biti izolovan proces, već mora pratiti širi razvoj tržišta električne energije, unutardnevnog trgovanja, podataka u realnom vremenu i lokalnog upravljanja fleksibilnošću. Krajnji cilj ove faze jeste prelazak sa inicijalnog modela u kojem agregatori predstavljaju novi tržišni eksperiment ka modelu u kojem oni postaju stabilni i funkcionalni tržišni akteri koji doprinose balansiranju EES, integraciji OIE i smanjenju ukupnih sistemskih troškova.



Slika 4 - Koraci za uspostavljanje agregatora u Republici Srbiji

Razvoj agregatora u Republici Srbiji ne treba posmatrati kao jednokratan regulatorni zahvat, već kao postepen proces koji se odvija kroz tri faze: regulatornu operacionalizaciju, početno tržišno učešće i pilot implementaciju, te konačno skaliranje i prelazak ka punom tržištu fleksibilnosti. Takav pristup omogućava da se agregatori ne uvedu samo formalno, već da postanu stvarni i funkcionalni učesnici tržišta električne energije. Posebno je važno da se ovaj razvoj odvija paralelno sa razvojem tržišta pomoćnih usluga, digitalizacijom EES i širenjem baze fleksibilnih resursa, jer samo takva koordinisana dinamika može obezbediti da agregatori u Republici Srbiji zauzmu ulogu koju već danas imaju na naprednijim evropskim tržištima.

5 ZAKLJUČAK

EES Republike Srbije ulazi u fazu u kojoj dalji razvoj OIE više nije samo pitanje instalisanih kapaciteta, već pre svega njihove pouzdane i ekonomski održive integracije u EES i tržište. Agregatori predstavljaju jedan od ključnih mehanizama za odgovor na izazove koje donose rast varijabilne proizvodnje, ograničenja u EES i sve izraženija potreba za fleksibilnošću.

Razvoj agregatora u Republici Srbiji i dalje ograničavaju regulatorne, tržišne i tehničke prepreke, pre svega u oblasti licenciranja, merenja i verifikacije fleksibilnosti, tržišnog vrednovanja usluga i razvoja infrastrukture. Zbog toga se njihov razvoj ne može posmatrati kao jednokratna regulatorna promena, već kao postepen proces koji zahteva fazni pristup.

Zaključno, Republika Srbija se nalazi u povoljnom trenutku da agregatore uvede pravovremeno i sistematski, pre nego što izazovi integracije većeg obima OIE postanu izraženiji. Njihovo uspešno uvođenje zahteva koordinisano delovanje regulatora, operatora sistema i tržišnih učesnika, ali može značajno doprineti izgradnji fleksibilnog, decentralizovanog i sigurnog EES.

LITERATURA

[1] European Commission, "The European Green Deal," COM(2019) 640 final, Dec. 2019.
[2] European Commission, "'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality," COM(2021) 550 final, Jul. 2021.
[3] International Energy Agency (IEA), *Integrating Solar and Wind*, Paris, France: IEA, 2024.
[4] Council of European Energy Regulators (CEER), *Paper on DSO Data Exchange Relating to Flexibility and NRAs' Role*, Ref. C23-DS-87-03, Jan. 2024.
[5] European Parliament and Council of the European Union, "Directive (EU) 2019/944 of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU," *Official Journal of the European Union*, Jun. 2019.
[6] ENTSO-E, *Options for the Design of European Electricity Markets in 2030*, Mar. 2021.
[7] ENTSO-E, "TSO–DSO partnership and demand-side flexibility," 2021.
[8] Agencija za energetiku Republike Srbije (AERS), *Izveštaj o radu Agencije za energetiku za 2024. godinu*, maj 2025.
[9] Elektromreža Srbije (EMS), *Pravila o radu tržišta električne energije*, dec. 2025.
[10] Elektromreža Srbije (EMS), *Iznos za nabavku balansnog kapaciteta za 2026. godinu*, dec. 2025.
[11] Zakon o izmenama i dopunama Zakona o energetici ("Sl. glasnik RS", br. 94/2024)

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R6-03

ZNAČAJ DIGITALIZACIJE ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA U PROCESU RAZDVAJANJA DELATNOSTI I ENERGETSKOJ TRANZICIJI

THE IMPORTANCE OF DIGITIZING THE POWER SYSTEM IN THE PROCESS OF UNBUNDLING AND ENERGY TRANSITION

Dunja GRUJIĆ, Flaner d.o.o. Beograd, Republika Srbija*
Jovana NIKOLIĆ, Flaner d.o.o. Beograd, Republika Srbija
Dejan POLUGIĆ, Flaner d.o.o. Beograd, Republika Srbija

KRATAK SADRŽAJ

Softverska rešenja su neophodna za funkcionisanje svakog sistema, a naročito velikog kao što je elektroenergetski sistem. U uslovima razdvajanja energetskih delatnosti i energetske tranzicije digitalizacija i upotreba softverskih rešenja mogu pojednostaviti i ubrzati procese koji su sami po sebi veoma kompleksni. Naročito je kompleksan proces razdvajanja operatora prenosnog sistema i operatora distributivnog sistema od delatnosti snabdevanja električnom energijom jer su u prošlosti bile čvrsto institucionalno i funkcionalno povezane. Nije zanemariv ni proces razdvajanja delatnosti snabdevanja od proizvodnje električne energije. Navedena razdvajanja, između ostalog, zahtevaju precizno definisanje procesa, jasne tokove podataka kao i efikasno poslovanje. Istovremeno, usled neophodnosti energetske tranzicije definišu se novi modeli korišćenja obnovljivih izvora energije, kao što su kupci-proizvođači, aktivni kupci, zajednice obnovljivih izvora energije i energetske zajednice građana. Paralelno se razvijaju i kompleksni mehanizmi unapređenja fleksibilnosti sistema kao što su skladištenje električne energije, upravljanje potrošnje i agregacija. Navedeno dodatno povećava potrebu za digitalizacijom, automatizacijom, upotrebom naprednih mernih sistema i složenih softverskih rešenja. Pored aplikativnih rešenja koja podržavaju svaki od opisanih procesa i učesnika na tržištu, uz strogo sprovođenje propisa i principa javnosti i nediskriminacije, ali i čuvanja tajnosti podataka, neophodna su i softverska rešenja koja će pomoći razvoj tržišta električne energije, monitoring sistema, upravljanje elektroenergetskim sistemom, praćenje gubitaka, planiranje radova, izdavanje i plaćanje faktura, pa sve do praćenja raspoloživih resursa - od materijala i opreme do organizacije ljudskih kapaciteta. U okviru ovog rada biće predstavljeno jedno od mogućih softverskih rešenja koje je prilagođeno operatorima sistema, snabdevačima ali i drugim učesnicima na tržištu električne energije sa ciljem unapređenja efikasnosti, transparentnosti i pouzdanosti funkcionisanja elektroenergetskog sektora u uslovima regulatornih promena i energetske tranzicije.

Ključne reči: digitalizacija, energetska tranzicija, razdvajanje energetskih delatnosti, učesnici na tržištu električne energije

ABSTRACT

Software solutions are essential for the functioning of any system, especially a large one such as the electric power system. Under conditions of unbundling of energy activities and the energy transition, digitalization and the use of software solutions can simplify and accelerate processes that are inherently highly complex. Particularly complex is the process of unbundling the transmission system operator and the distribution system operator from the electricity supply activity, as they were historically closely connected both institutionally and functionally. The process of unbundling the supply activity from electricity generation is also not negligible. Among other things, these unbundling processes require precise definition of processes, clear data flows, and efficient business operations. At the same time, due to the necessity of the energy transition, new models for the use of renewable energy sources are being defined, such as prosumers, active customers, renewable energy communities, and citizen energy communities. In parallel, complex mechanisms for enhancing system flexibility are also being developed, such as electricity storage, demand management, and aggregation. This further increases the need for digitalization, automation, the use of advanced metering systems, and complex software solutions. In addition to application

* dunja.grujic@flaner.rs, jovana.nikolic@flaner.rs, dejan.polugic@flaner.rs

solutions that support each of the described processes and market participants, with strict implementation of regulations and the principles of transparency and non-discrimination, as well as data confidentiality, software solutions are also necessary to support the development of the electricity market, system monitoring, power system management, loss monitoring, work planning, billing and payment processing, and the monitoring of available resources — from materials and equipment to the organization of human capacities. This paper presents one of the possible software solutions adapted to system operators, suppliers, as well as other electricity market participants, with the aim of improving the efficiency, transparency, and reliability of the functioning of the electric power sector under conditions of regulatory changes and the energy transition.

Key words: digitalization, energy transition, unbundling, electricity market participants

1. UVOD

Elektroenergetski sektor u poslednjim decenijama prolazi kroz značajne promene koje su posledica procesa energetske tranzicije i liberalizacije tržišta električne energije. Energetska tranzicija podrazumeva postepeni prelazak sa tradicionalnih izvora energije, pre svega fosilnih goriva, na obnovljive izvore energije (u daljem tekstu: OIE) sa ciljem smanjenja negativnih uticaja na životnu sredinu i povećanja održivosti elektroenergetskog sistema (u daljem tekstu: EES). Istovremeno, liberalizacija tržišta električne energije dovodi do promena u organizaciji sektora i pojave novih učesnika na tržištu.

Jedan od ključnih elemenata ovih promena jeste razdvajanje energetskih delatnosti koje su u prošlosti često bile objedinjene u okviru jedinstvenih energetskih kompanija. Posebno je značajno razdvajanje operatora prenosnog EES i operatora distributivnog EES od delatnosti snabdevanja električnom energijom, kao i razdvajanje proizvodnje i snabdevanja. Ovi procesi imaju za cilj obezbeđivanje transparentnog i konkurentnog tržišta električne energije, ali istovremeno donose nove organizacione i operativne izazove. Nakon razdvajanja delatnosti neophodno je jasno definisati poslovne procese, uspostaviti efikasne tokove podataka i obezbediti pouzdanu razmenu informacija između različitih učesnika na tržištu.

Dodatnu složenost funkcionisanju EES donosi sve veća integracija OIE i razvoj novih modela njihove upotrebe. Pored tradicionalnih proizvođača električne energije, značajnu ulogu dobijaju kupci-proizvođači, aktivni kupci, zajednice obnovljivih izvora energije i energetske zajednice građana [1-5]. Istovremeno se razvijaju i različiti mehanizmi za unapređenje fleksibilnosti EES, među kojima su skladištenje električne energije, upravljanje potrošnjom i agregacija različitih energetskih resursa [1-5]. Integracija ovih novih modela i mehanizama dodatno povećava kompleksnost upravljanja EES i funkcionisanja tržišta električne energije.

U takvim uslovima digitalizacija i primena savremenih softverskih rešenja postaju ključni faktori za efikasno funkcionisanje EES. Softverski sistemi omogućavaju automatizaciju velikog broja poslovnih i tehničkih procesa, obradu i razmenu velikih količina podataka, kao i efikasno upravljanje EES i tržištem električne energije. Poseban značaj imaju integrisana softverska rešenja koja omogućavaju podršku različitim učesnicima na tržištu, uključujući operatore EES, snabdevače i druge subjekte, uz istovremeno poštovanje regulatornih zahteva, principa transparentnosti i zaštite poverljivih podataka.

Cilj ovog rada je da ukaže na značaj digitalizacije i primene softverskih rešenja u EES u uslovima regulatornih promena i energetske tranzicije. U radu će biti razmotreni ključni aspekti razdvajanja energetskih delatnosti, razvoj novih modela korišćenja OIE i mehanizmi za unapređenje fleksibilnosti EES. Posebna pažnja biće posvećena predstavljanju jednog od mogućih softverskih rešenja, SAP IS-U [6], koje je prilagođeno, između ostalog, operatorima sistema, snabdevačima i drugim učesnicima na tržištu električne energije, kao i prirodnog gasa, sa ciljem unapređenja efikasnosti, transparentnosti i pouzdanosti funkcionisanja energetskog sektora.

2. NEKI OD IZAZOVA MODERNOG VREMENA PO ELEKTROENERGETSKI SEKTOR

Moderno vreme pred elektroenergetski sektor stavlja brojne izazove koji su pre svega povezani sa energetskom tranzicijom odnosno neophodnošću šire upotrebe OIE i razvoja tržišta što je uzrokovalo potrebu za razdvajanjem energetskih delatnosti i poboljšanja fleksibilnosti EES. U okviru ovog poglavlja biće objašnjen proces razdvajanja delatnosti, modeli upotrebe OIE i mehanizmi unapređenja fleksibilnosti EES u kontekstu softverskih rešenja.

2.1 Razdvajanje energetskih delatnosti u elektroenergetskom sektoru

Razvoj savremenog tržišta električne energije zasniva se na principima konkurencije, transparentnosti i nediskriminatornog pristupa EES [1]. Kako bi se obezbedilo ostvarenje ovih principa, sprovodi se proces

razdvajanja energetskih delatnosti koje su u prošlosti bile objedinjene u okviru vertikalno integrisanih elektroenergetskih kompanija. Takve kompanije su istovremeno obavljale delatnosti proizvodnje, prenosa, distribucije i snabdevanja električnom energijom, što je često dovodilo do neravnopravnog položaja pojedinih učesnika na tržištu, otežavalo razvoj konkurencije i tržišta električne energije ali i sprovođenje energetske tranzicije. Ideja razdvajanje je upravo prevazilaženja datih izazova.
Proces razdvajanja energetskih delatnosti podrazumeva jasno razdvajanje regulisanih delatnosti, kao što su prenos i distribucija električne energije [1,9,10], od tržišnih delatnosti, među kojima su proizvodnja i snabdevanje. Operator prenosnog EES i operator distributivnog EES, između ostalog, imaju odgovornost za bezbedan i pouzdan rad EES, održavanje infrastrukture i obezbeđivanje jednakog pristupa EES svim učesnicima na tržištu [1]. Sa druge strane, snabdevači električnom energijom učestvuju na tržištu i svojim kupcima obezbeđuju nabavku i prodaju električne energije pod tržišnim uslovima [1]. Pored toga, u Republici Srbiji definisan je i garantovani snabdevač koji krajnjim kupcima prodaje električnu energiju po regulisanim cenama koje su niže od tržišnih [1,7,8]. Pravo na garantovano snabdevanje imaju domaćinstva, mikro i mala preduzeća i crkve i verske zajednice [1].

Poseban izazov predstavlja razdvajanje operatora EES od delatnosti snabdevanja električnom energijom, budući da su ove aktivnosti u prošlosti bile čvrsto povezane kako organizaciono, tako i kroz poslovne procese i tokove podataka. Razdvajanje zahteva redefinisanje brojnih procedura, uspostavljanje pravila razmene podataka i jasnu podelu odgovornosti između različitih subjekata. U tom procesu posebno je važno obezbediti transparentnost postupanja operatora EES, kao i sprečiti diskriminaciju pojedinih učesnika na tržištu električne energije.

Pored razdvajanja operatora EES od delatnosti snabdevanja, značajan element razvoja tržišta električne energije predstavlja i razdvajanje proizvodnje električne energije od snabdevanja. Ovakvo razdvajanje omogućava proizvođačima da svoju električnu energiju plasiraju na tržištu pod jednakim uslovima, dok snabdevači imaju mogućnost da električnu energiju nabavljaju od različitih proizvođača ili na veletržištu u skladu sa tržišnim kretanjima i potrebama svojih kupaca. Na taj način podstiče se konkurencija, povećava efikasnost tržišta i omogućava fleksibilnije funkcionisanje elektroenergetskog sektora.

Implementacija ovakvog modela organizacije elektroenergetskog sektora zahteva jasno definisane poslovne procese i pouzdane tokove informacija između različitih učesnika na tržištu. Razmena podataka između operatora EES, proizvođača, snabdevača i krajnjih kupaca mora biti efikasna, tačna i pravovremena kako bi se obezbedilo nesmetano funkcionisanje tržišta električne energije. Istovremeno je neophodno obezbediti zaštitu poverljivih podataka i sprečiti njihovu zloupotrebu, posebno u uslovima tržišne konkurencije.

Upravo zbog kompleksnosti poslovnih procesa i velikog broja učesnika na tržištu električne energije, razdvajanje energetskih delatnosti dodatno naglašava potrebu za primenom savremenih informacionih i softverskih rešenja. Digitalizacija poslovnih procesa omogućava efikasnije upravljanje podacima, automatizaciju brojnih procedura i pouzdanu komunikaciju između različitih subjekata u elektroenergetskom sektoru. Na taj način softverski sistemi postaju važan alat za podršku funkcionisanju tržišta električne energije i sprovođenju regulatornih principa na kojima se ono zasniva.

U Republici Srbiji prvo je oformljen samostalni operator prenosnog EES (Elektromreža Srbije AD) [11], a potom i operator distributivnog EES (Elektrodistribucija Srbije d.o.o) [12] dok su u okviru Elektroprivrede Srbije AD [13] i dalje najveći proizvodni objekti (npr. termoelektrana Nikola Tesla, hidroelektrana Đerdap) i snabdevači (garantovani, komercijalni i rezervni snabdevač). Na tržištu električne energije funkcionišu i privatni proizvođači električne energije i snabdevači ali su njihovi kapaciteti značajno manji od dominantnog učesnika Elektroprivrede Srbije AD [14].

2.2 Novi modeli korišćenja OIE

U procesu energetske tranzicije integracija proizvodnih objekata iz OIE u EES postaje obaveza što menja tradicionalni odnos proizvođača i potrošača električne energije. Pojavljuju se novi modeli proizvodnje i korišćenja električne energije, koji ne samo da doprinose smanjenju emisije gasova staklene bašte, već i povećavaju angažovanje krajnjih korisnika u proizvodnji i potrošnji električne energije. Ovi modeli, koji su detaljnije opisani u produžetku, donose dodatnu fleksibilnost EES, ali i povećavaju kompleksnost upravljanja EES i tržišnim procesima naročito imajući u vidu varijabilnost proizvodnje iz OIE i težinu prognoziranja proizvodnje.

Tradicionalni model proizvođača električne energije koji su priključeni direktno na EES i celokupnu proizvedenu električnu energiju isporučuju u EES je i dalje najzastupljeniji model proizvodnje električne energije. Međutim, u odnosu na tradicionalne proizvođače iz stabilnih izvora velike snage, danas su proizvođači manje snage distribuirani svuda po EES i neretko proizvode električnu energiju iz varijabilnih OIE.

Kupci-proizvođači su krajnji kupci električne energije koji proizvode električnu energiju iz OIE za sopstvene potrebe. Oni mogu višak proizvedene energije da skladište za kasniju upotrebu ili da ga isporuče u EES. Obračun električne energije se vrši putem neto merenja ili neto obračuna u zavisnosti od vrste kupca-proizvođača. Ovaj model omogućava decentralizaciju proizvodnje, smanjuje opterećenje prenosnog i distributivnog EES i doprinosi stabilnosti EES kroz lokalnu proizvodnju energije. Međutim, masovna isporuka viška energije u pojedinim mesecima u periodu kada solarne elektrane proizvode energiju može izazvati i dodatno opterećenje EES te i zagušenja [1,15,16].

Aktivni kupci su krajnji kupci koji mogu proizvoditi električnu energiju, skladištiti je ili aktivno upravljati svojom potrošnjom u skladu sa tržišnim signalima. Upotrebom pametnih brojila i softverskih platformi, oni mogu fleksibilno prilagođavati proizvodnju, skladištenje i potrošnju, kao i učestvovati na tržištu pomoćnih usluga čime doprinose smanjenju vršnih opterećenja u EES i povećanju efikasnosti EES ali i sopstvenim prihodima/uštedama [1,2].

Energetske zajednice građana okupljaju domaćinstva, preduzetnike, mala preduzeća i lokalne samouprave koji zajednički proizvode, skladište, koriste i dele električnu energiju proizvedenu u zajedničkom proizvodnom objektu. Ove zajednice omogućavaju lokalnu proizvodnju i potrošnju, smanjuju gubitke u EES, i povećavaju socijalnu uključenost u energetsku tranziciju. Ovaj model podržava lokalni ekonomski razvoj, smanjuje zavisnost od centralizovanih izvora energije i doprinosi demokratizaciji energetskog sektora. Zajednice obnovljivih izvora energije su slične energetskim zajednicama građana s tim što njihov proizvodni objekat mora biti iz OIE pri čemu sva preduzeća mogu biti članovi zajednice, a ne samo mala [1,2,17].

Integracija kupaca-proizvođača, aktivnih kupaca i različitih zajednica značajno menja tokove električne energije u EES i između ostalog otežava upravljanje EES, povećava gubitke, negativno utiče na cenu električne energije, uzrokuje značajne investicije u EES kako bi se novi korisnici EES koji proizvode električnu energiju iz OIE priključili, izazivaju zagušenja u EES i varijacije napona. Upravo zbog toga uslovi za priključenje i rad korisnika EES koji proizvode električnu energiju vremenom postaju sve kompleksniji [1,2,18]. Imajući u vidu ambiciozne ciljeve energetske tranzicije da do 2030. godine u Republici Srbiji učešće OIE u bruto finalnoj potrošnji energije bude najmanje 33,6%, a da pri tom emisije gasova sa efektom staklene bašte budu manje za 40,3% u odnosu na nivo iz 1990. godine [3,4,19] može se zaključiti da je uslove potrebno olakšati a ne dodatno ih otežavati. U ovom procesu poboljšanje fleksibilnosti EES i softverska rešenja koja će optimizovati rad energetskog sektora uz održanje stabilnosti EES i sigurnosti snabdevanja mogu imati presudnu ulogu.

Može se zaključiti da se povećava potreba za naprednim softverskim rešenjima koja omogućavaju monitoring, predikciju i upravljanje procesima i resursima u elektroenergetskom sektoru. Istovremeno, regulatorni okvir mora pratiti ove promene kako bi se obezbedila pravična tržišna konkurencija, sigurnost snabdevanja i zaštita prava svih aktera, kao i adekvatna softverska rešenja koja će doprineti optimalnom funkcionisanju svih učesnika na tržištu električne energije.

2.3 Mehanizmi za unapređenje fleksibilnosti EES

Fleksibilnost EES predstavlja sposobnost EES da se brzo i efikasno prilagodi promenama u opterećenju EES. Sa povećanjem udela OIE, naročito varijabilnih, fleksibilnost postaje ključna za održavanje stabilnosti i pouzdanosti EES, kao i sigurnosti snabdevanja.

Jedan od najznačajnijih mehanizama unapređenja fleksibilnosti EES jeste skladištenje električne energije [1]. Baterijski sistemi, sistemi sa hidroakumulacijom i drugi oblici skladištenja omogućavaju privremeno čuvanje viška proizvedene energije, koji se kasnije može koristiti tokom perioda povećane potrošnje ili smanjene proizvodnje.

Druga mogućnost unapređenja fleksibilnosti je upravljanje potrošnjom [1,9,20] što podrazumeva prilagođavanje potrošnje električne energije u skladu sa signalima iz EES ili tržišta. Krajnji kupci mogu fleksibilno menjati svoje potrebe za električnom energijom kako bi smanjili vršna opterećenja ili iskoristili niže tarife.

Agregiranje predstavlja kombinovanje različitih resursa krajnjih kupaca, proizvođača i skladišta u jednu funkcionalnu celinu koja može učestvovati na tržištu energije ili pružati usluge fleksibilnosti EES. Agregatori koriste napredne softverske platforme kako bi koordinisali resurse, optimizovali proizvodnju i potrošnju, te omogućili učestvovanje manjih resursa na tržištu na način koji bi pojedinačno bio neefikasan ili nemoguć, pružanje pomoćnih usluga operatorima EES ili smanjenje troškova debalansa za balansno odgovorne strane uz ostvarivanje dodatnih prihoda/ušteda kako za agregatora, tako i za članove balansnih grupa [1,20,21].

Povećanje fleksibilnosti EES omogućava efikasniju integraciju varijabilnih OIE, kao što su solarne i vetroelektrane, bez ugrožavanja stabilnosti EES i sigurnosti snabdevanja. Kroz kombinaciju skladištenja, upravljanja potrošnjom i agregacije resursa, moguće je balansirati proizvodnju i potrošnju u realnom vremenu.

Poboljšanje fleksibilnosti EES uzrokuje manju potrebu za aktiviranjem skupih rezervnih kapaciteta pri čemu se unapređuje njihova pouzdanost, održivost i ekonomičnost. Pored toga, rad EES postaje efikasniji, smanjuje se opterećenje EES, olakšava se upravljanje EES i smanjuje potreba za investicijama u EES kako bi se priključili novi korisnici EES uz dodatne uštede/prihode za korisnike EES koji učestvuju u poboljšanju fleksibilnosti EES.

Fleksibilnost, međutim, ne može funkcionisati bez adekvatne digitalne podrške. Napredni softverski sistemi omogućavaju praćenje, predikciju i upravljanje svim komponentama fleksibilnog EES, od skladišta i potrošača do agregatora i operatora EES. Ovi sistemi omogućavaju donošenje odluka u realnom vremenu, povećavaju efikasnost i transparentnost procesa i predstavljaju ključnu komponentu moderne elektroenergetske infrastrukture.

3. POTREBE ELEKTROENERGETSKOG SEKTORA ZA SOFTVERSKIM REŠENJIMA

Elektroenergetski sektor uz sve svoje specifičnosti i kompleksnosti od kojih su neke opisane u prethodim poglavljima zahteva složene softvere koji će biti podrška u radu i optimizaciji procesa kao i u razdavanju energetskih delatnosti i energetskoj tranziciji. U okviru ovog poglavlja biće prikazani neki od procesa različitih učesnika na tržištu uključujući operatore EES, snabdevače, balansno odgovorne strane, proizvođače i agregatore, za koje su potrebni softverski alati.

Pored softvera za specifične procese za učesnike na tržištu koji će biti opisani u ovom poglavlju, svima su potrebni softveri za praćenje prihoda i rashoda, evidenciju i praćenje materijalnih i ljudskih resursa, pripremu izveštaja za lokalnu upotrebu ali i za izveštavanje nadležnih institucija kao što su ministarstva, agencije i zavodi i slično. Takođe, neophodno je i održavati i sigurnost softvera od zlonamernih napada [22], obezbediti tajnost i sigurnost podataka, kao i čuvanje istorijskih podataka koji će se između ostalog koristiti i za planiranje budućih aktivnosti. Specifične potrebe različitih učesnika na tržištu će biti opisane u produžetku.

3.1 Softveri potrebni za rad operatora EES

Operator EES bi trebalo da ima softvere koji objedinjavaju ključne funkcionalnosti koje podržavaju rad EES i omogućavaju razmenu informacija sa drugim učesnicima na tržištu.

Potrebno je, između ostalog, da softverska rešenja omoguće evidenciju matičnih podataka korisnika EES, tehničkih matičnih podataka, prikupljanje, proveru i obradu podataka o stanjima sa mernih uređaja korisnika EES, obračun preuzimanja iz EES i isporuke u EES za različite kategorije korisnika EES, obračun pristupa EES, praćenje proizvodnje i potrošnje električne energije po mernim mestima ali i po kategorijama i grupama korisnika EES, ugovaranje pristupa EES, određivanje sredstava obezbeđenja plaćanja za plaćanje pristupa EES, praćenje opterećenja transformatorskih stanica i korišćenja električne energije od strane korisnika EES u cilju utvrđivanja potencijalnih mesta neovlašćene potrošnje, utvrđivanje gubitaka i praćenje i fakturisanje neovlašćene potrošnje, određivanje profila potrošnje i utvrđivanje petnaestominutnih opterećenja, procene potrošnje/ proizvodnje/ skladištenja električne energije.

Pored toga neophodno je da operator EES ima softvere koji će omogućiti upravljanje EES – kojima će moći da vrši kontrolu i monitoring elemenata EES, prognozu opterećenja EES, prognozu rada balansnih grupa, prognozu proizvodnje i potrošnje, praćenje tokova snage, utvrđivanje zagušenja u EES, upravljanje upravljivim elementima EES, organizovanje radova na elementima EES u vezi sa upravljanjem EES, određivanje optimalnog uklopnog stanja i potreba za rekonfiguracijom, upućivanje signala i zahteva korisnicima EES u cilju optimalnijeg upravljanja EES i zahteva za uslugama fleksibilnosti, praćenje naponskih prilika, određivanje SAIDI i SAIFI i aktivnosti koji dovode do njihovog smanjenja, kao i praćenje korisnika EES kojima se isporuka električne energije ne sme obustaviti.

Takođe, potrebni su i softveri za planiranje, izdavanje naloga i praćenje sprovođenja radova na elementima EES i kod korisnika EES, planiranje i sprovođenje nabavke materijala i opreme, održavanje elemenata EES i postrojenja, kao i za određivanje kapaciteta za priključenje novih korisnika EES, prijem i obrada zahteva za priključenje ili izmena uslova priključenja pa sve do priključenja na EES. Pored navedenog, operator prenosnog EES ima dodatne obaveze u smislu tržišta – administriranje balansnog tržišta, alokacije prekograničnih kapaciteta, izdavanje garancija porekla i drugo što je bez softverskih rešenja gotovo nemoguće.

Softveri su važni i za razmenu podataka između operatora EES i drugih učesnika na tržištu. Potrebno je da operatori EES lako mogu da prime, evidentiraju, delegiraju i uzmu u rad različite zahteve korisnika EES, blagovremeno i u najvećoj meri automatizovano obrade zahteve i reše ih na korist operatora EES i korisnika EES. Primeri zahteva su zahtevi za promenu snabdevača, obaveštenja o promeni vlasnika/korisnika na mernom mestu, zahtevi za odobrenje za priključenje novog objekta korisnika EES na EES, zahtevi za privremenu obustavu isporuke električne energije, prigovori na kvalitet napona i drugo.

3.2 Softveri potrebni za rad snabdevača

Snabdevači koriste softverska rešenja za evidenciju matičnih podataka, ugovaranje snabdevanja, određivanje ugovornih ponuda za učesnike na tržištu koje snabdevaju, planiranje potrošnje i proizvodnje za merna mesta koja snabdevaju, nabavka električne energije za mesta primopredaje koja snabdevaju, prodaja električne energije, optimizacija portfolija, ugovaranje pristupa sa operatorima EES. Potom je neophodno da omoguće prijem očitanih podataka i obračuna od strane operatora EES, proveru i obradu podataka, obračun električne energije i izdavanje faktura učesnicima na tržištu koje snabdevaju, sprovođenje i specijalnih vrsta obračuna kao što su obračuni za energetski ugrožene kupce, proizvođače i slično. Sistem treba da omogući kategorizaciju po vrstama potrošnje, lokalitetu i tipu ugovora, što omogućava precizniji obračun i planiranje snabdevanja. Uz razvoj regulative snabdevači imaju i mogućnost novih ponuda kao što su dinamičke tarife [1,23], praćenje tržišta električne energije, učešće na tržištu, određivanje i procene budućih cena na tržištu, priprema podataka za balansno odgovorne strane, prodaja energije sa garancijama porekla, otkup energije od proizvođača po PPA ugovorima i drugo.

Pored toga, neophodno je da softveri omogućavaju laku komunikaciju sa operatorima EES i učesnicima na tržištu koje snabdevač snabdeva u cilju razmene dokumentacije, informacija i podataka.

3.3 Softveri potrebni za rad ostalih učesnika na tržištu

Iako je fokus elektroenergetskog sektora na operatorima EES i snabdevačima, neophodno je razmatrati i potrebe proizvođača, balansno odgovornih strana, agregatora, skladištara, zajednica obnovljivih izvora i energetskih zajednica građana.

Softverska rešenja su potrebna balansno odgovornim stranama kako bi efikasno mogli da planiraju rad svojih balansnih grupa u cilju smanjenja troškova debalansa, potom za ugovaranje balansne odgovornosti i prenosa balansne odgovornosti, komunikaciju i razmenu dokumentacije, informacije i podataka sa drugim učesnicima na tržištu.

Potom, tu si i proizvođači kojima je potrebna obrada velike količine podataka u cilju planiranja proizvodnje i održavanja, upravljanja proizvodnjom i njenom optimizacijom u cilju smanjenja troškova i prihoda pre svega na tržištu električne energije uključujući i balansno tržište i tržište pomoćnih usluga. Velike elektrane na fosilna goriva moraju imati i logistiku potreba za gorivom (uglavnom ugljem) – od nabavke, obrade, skladištenja, budućim potrebama, praćenjem procesa, planiranjem i slično.

Agregatori imaju značajne potrebe za softverima od onih za ugovaranje agregiranja sa članovima agregatorskih grupa preko softvera potrebnih za optimizaciju rada agregatorske grupe do onih potrebnih za automatizaciju naloga ka članovima agregatorskih grupa i razmene i obrade značajne količine podataka u cilju praćenja i optimizacije rada grupe. Energetske zajednice, između ostalog, imaju potrebe ugovaranja članstva u zajednicama, praćenje proizvodnje i potrošnje i njihove optimizacije, raspodele proizvede električne energije i slično. Kupci-proizvođači i aktivni kupci imaju potrebe za optimizacijom proizvodnje i potrošnje električne energije u cilju povećanja ušteda/prihoda.

4. ULOGA DIGITALIZACIJE U FUNKCIONISANJU ELEKTROENERGETSKOG SEKTORA

Sve opisano u prethodnom poglavlju nije moguće sprovesti u praksi bez digitalizacije. Digitalizacija elektroenergetskog sektora predstavlja ključni faktor u modernizaciji i unapređenju efikasnosti, pouzdanosti i fleksibilnosti EES. Sa povećanjem udela OIE, pojavom novih učesnika na tržištu i većoj složenosti EES, ručno upravljanje i tradicionalni procesi postaju nedovoljni. Primena digitalnih tehnologija omogućava automatizaciju, optimizaciju i kontrolu različitih operacija, od proizvodnje, prenosa i distribucije do potrošnje električne energije. Pored toga treba imati u vidu da je broj korisnika EES gotovo četiri miliona [14] te bez digitalne obrade podataka ništa ne može biti efikasno urađeno u razumnim rokovima.

Ukoliko se počne samo od osnovnog procesa očitavanja mernih uređaja na mesečnom nivou [1,18] za gotovo četiri miliona mernih mesta [14] može se lako shvatiti koliko su svi procesi kompleksni. Poslednjih godina razmatraju se mogućnosti kvartalnog ili polugodišnjeg prikupljanja stanja sa brojila (pri čemu bi se vršile procene potrošnje u mesecima u kojima nema očitavanja), kao i modeli samoočitavanja i upotreba naprednih mernih sistema. Oni omogućavaju prikupljanje detaljnih podataka o proizvodnji i potrošnji električne energije u petnaestominutnim intervalima. Integracija ovih sistema sa centralizovanim softverskim platformama omogućava operatorima EES da bolje prate stanje EES i lakše prognoziraju opterećenje EES. Takođe, napredna merenja omogućavaju npr.

aktivnim kupcima i kupcima-proizvođačima da bolje planiraju svoju potrošnju i proizvodnju, čime se povećava efikasnost celokupnog EES. Takođe utiču povoljno i na razvoj tržišta električne energije i fleksibilnost EES.

Očitavanje je samo jedan od procesa koji je prikazan kao primer. Međutim, i na osnovu osnovnog datog primera očitavanja može se shvatiti koliku količinu podataka je potrebno prikupiti i u kratkom roku obraditi što bez adekvatnih softvera nije moguće. Navedeno potkrepljuje činjenicu da je digitalizacija elektroenergetskog sektora neophodna. Softverska rešenja bi trebalo da podržavaju sve ključne učesnike na tržištu električne energije – operatore EES, snabdevače, proizvođače, agregatore i zajednice, kao i da, između ostalog, omogućavaju upravljanje ugovorima, praćenje tržišnih transakcija, obračun i fakturisanje, kao i analizu trendova. Korišćenje softverskih platformi bi trebalo da omogući transparentno, brzo i nediskriminatorno poslovanje, što je posebno važno u uslovima liberalizovanog tržišta i regulatornih promena.

Digitalizacija bi trebalo da omogući kontinuirani monitoring rada EES, identifikaciju potencijalnih problema i pravovremenu reakciju na promene u EES. Softverski sistemi bi trebalo da prate rad EES, performanse opreme, gubitke u prenosu i distribuciji, kao i stanje skladišta energije. Integracija svih ovih informacija omogućavala bi operatorima EES donošenje optimalnih odluka u realnom vremenu, kao i veću sigurnost snabdevanja električnom energijom ali i stabilnost i pouzdanost EES.

Pored tehničkih aspekata, digitalizacija će značajno unaprediti i upravljanje poslovnim procesima. Softverska rešenja bi trebalo da omogućavaju planiranje i praćenje radova, kontrolu raspoloživih resursa, upravljanje materijalom, opremom i ljudskim kapacitetima, kao i elementima EES odnosno članovima agregatorske grupe, upravljanje potrošnjom i slično. Automatizacija administrativnih i tehničkih procedura bi trebalo da smanjuje mogućnost grešaka, poveća efikasnost i omogući bolje planiranje budućih aktivnosti u elektroenergetskom sektoru.

Kombinacija naprednih mernih sistema, softverske podrške i automatizovanog upravljanja resursima čini digitalizaciju modernog EES. Ona omogućava da se složeni procesi, koji uključuju razdvajanje delatnosti, nove modele korišćenja OIE i fleksibilnost EES, efikasno koordiniraju i nadgledaju, čime se povećava pouzdanost, transparentnost i efikasnost sektora.

5. PREDLOG SOFTVERSKOG REŠENJA ZA ELEKTROENERGETSKI SEKTOR

S obzirom na kompleksnost procesa u elektroenergetskom sektoru koji su tek u naznakama dati u prethodnim poglavljima, potrebna je implementacija softverskih rešenja koja će ih optimizovati, ubrzati i učiniti pristupačnijim za korišćenje. U prethodnom periodu u elektroenergetskom sektoru su korišćena različita softverska rešenja. Pre razdvajanja delatnosti u Republici Srbiji sektor se oslanjao na zasebne softverske module za različite procese – praćenje proizvodnje, upravljanje EES, očitavanje stanja sa brojila, obračun i fakturisanje, za podršku tržišnim transakcijama i drugo. Ovakva rešenja su bila fokusirana na automatizaciju pojedinačnih procesa, ali su često zahtevala manuelni uvoz podataka, uz složenu integraciju podataka između različitih softvera, uz značajnu ručnu obradu podataka i dokumentacije. Razmena podataka između različitih učesnika na tržištu takođe je bila tek poluatomatizovana uz duge rokove za odgovore usled značajnog vremena koje je bilo potrebno za prikupljanje, obradu, pripremu i dostavu podataka. Takođe, softveri su neretko bili i teritorijalno orijentisani te su iste energetske kompanije za različite delove države za iste procese koristile različita softverska rešenja, kao i različite modele i načine interpretacije istog procesa. Takođe, usled razdvajanja energetskih delatnosti podaci su bili teško razdvojivi često u okviru zajedničkih softvera.

Nameće se potreba za novim softverskim rešenjima čiji je cilj da se procesi automatizuju, digitalizuju i posledično optimizuju i ubrzaju, uz transparentno i identično postupanje prema svim učesnicima na tržištu - što je naročito važno za operatore EES i operatora tržišta. Ovakva rešenja, između ostalog, treba da obezbede efikasno upravljanje velikim količinama podataka, automatizaciju poslovnih procesa i pouzdanu komunikaciju između različitih učesnika na tržištu. Jedno od softverskih rešenja koje je široko primenjeno u energetskom sektoru u svetu jeste informacioni sistem zasnovan na platformi SAP IS-U (Industry Solution for Utilities) [6], koji predstavlja specijalizovano rešenje namenjeno energetskim kompanijama.

SAP IS-U omogućava integrisano upravljanje poslovnim procesima koji se odnose na prenos, distribuciju i snabdevanje energijom, kao i na komunikaciju sa korisnicima. Jedna od ključnih prednosti ovog rešenja jeste objedinjavanje različitih funkcionalnosti u jedinstvenu platformu. Sistem omogućava upravljanje podacima o korisnicima, praćenje potrošnje električne energije, obračun i fakturisanje, upravljanje ugovorima, kao i razmenu podataka sa drugim informacionim sistemima. Na taj način omogućava se efikasnije upravljanje poslovnim procesima i smanjuje se potreba za manuelnim unosom i obradom podataka.

Sve potrebe različitih učesnika na tržištu mogu biti pokrivene jednim softverskim rešenjem SAP IS-U koje je standardizovano i široko prihvaćeno u svetu uz mogućnost razvoja specifičnih funkcija potrebnih pojedinim energetskim kompanijama. Rešenje zasnovano na SAP IS-U omogućava razmenu podataka sa drugim softverskim sistemima, čime se obezbeđuje jedinstveni neometan brz protok informacija Ovakva integracija omogućava operatorima EES, snabdevačima i drugim učesnicima na tržištu da raspolažu ažurnim i pouzdanim podacima, što je ključno za efikasno upravljanje EES.

Primena integrisanog softverskog sistema donosi brojne prednosti za elektroenergetski sektor. Pre svega, omogućava automatizaciju velikog broja poslovnih procesa, smanjuje administrativne troškove i povećava efikasnost rada. Takođe omogućava preciznije praćenje procesa, upravljanje procesima, i olakšava komunikaciju između različitih učesnika na tržištu uz strogu podelu nadležnosti i delatnosti svakog od korisnika uz održanje sigurnosti i tajnosti podataka ali i njihovoj transparentnosti u granicama koje su određene propisima.

Pored toga, ovakva rešenja omogućavaju energetskim kompanijama da se lakše prilagode promenama na tržištu električne energije i regulatornim zahtevima. Integracija podataka i procesa omogućava brže donošenje odluka i efikasnije upravljanje resursima, što je od posebnog značaja u uslovima energetske tranzicije i sve veće integracije OIE. Takođe, SAP IS-U omogućava širok spektar izveštaja kako analitičkih, tako i sintetičkih ali i vizuelnih, što značajno doprinosi planiranju, praćenju, organizaciji i optimizaciji rada.

Naročito je važno smanjenje manuelnog rada što značajno ubrzava procese ali i povećava njihovu tačnost, što omogućava praćenje procesa u realnom vremenu, efikasniju razmenu podataka kao i generalno prilagođavanje novim tržišnim i regulatornim okolnostima uz manje mogućnosti greške i retroaktivnih promena uz optimizaciju prihoda i rashoda.

Na osnovu navedenog može se zaključiti da savremena softverska rešenja, poput sistema zasnovanih na platformi SAP IS-U, predstavljaju važan alat za unapređenje efikasnosti, transparentnosti i pouzdanosti funkcionisanja elektroenergetskog sektora. Njihova primena omogućava energetskim kompanijama da efikasno upravljaju složenim poslovnim procesima i odgovore na izazove modernog energetskog tržišta.

6. ZAKLJUČAK

Elektroenergetski sektor suočava se sa brojnim izazovima u uslovima energetske tranzicije, liberalizacije tržišta i sve veće integracije OIE. Pojava novih učesnika, poput kupaca-proizvođača, aktivnih kupaca i energetskih zajednica, zajedno sa razvojem mehanizama fleksibilnosti, značajno povećava kompleksnost upravljanja EES i tržištem električne energije.

Razdvajanje energetskih delatnosti kao što su npr. proizvodnja, prenos, distribucija i snabdevanje, predstavlja osnovu za transparentno, konkurentno i nediskriminatorno tržište. Međutim, ovakve promene zahtevaju jasno definisane poslovne procese, precizne tokove podataka i efikasnu koordinaciju između svih učesnika.

Digitalizacija i primena savremenih softverskih rešenja postaju ključni alati za efikasno funkcionisanje EES. Integracija naprednih mernih sistema, automatizacija poslovnih i tehničkih procesa, kao i unapređenje razmene podataka između operatora EES, snabdevača i drugih učesnika na tržištu omogućavaju pravovremeno donošenje odluka, optimizaciju proizvodnje i potrošnje, smanjenje gubitaka i povećanje pouzdanosti snabdevanja električnom energijom.

Predstavljeni primer softverskog rešenja, od ranijih softverskih sistema do modernog integrisanog SAP rešenja, ilustruje značaj objedinjavanja svih funkcionalnosti u jednu centralizovanu platformu. Takva rešenja omogućavaju koordinaciju svih učesnika na tržištu, podršku novim tržišnim modelima, fleksibilnost EES i usklađenost sa regulatornim zahtevima.

U konačnom, digitalizacija i savremena softverska rešenja predstavljaju ključnu komponentu razvoja elektroenergetskog sektora u uslovima energetske tranzicije. Njihova primena ne samo da povećava efikasnost i pouzdanost EES, već i omogućava integraciju OIE, razvoj novih tržišnih modela i jačanje održivosti elektroenergetskog sektora u celini.

LITERATURA

[1] Zakon o energetici ('Sl. glasnik RS', br. 145/2014, 95/2018 - dr. zakon, 40/2021, 35/2023 - dr. zakon, 62/2023, 94/2024 i 109/2025 - dr. zakoni)

[2] Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije ("Sl. glasnik RS", br. 40/2021, 35/2023 i 94/2024 - dr. zakon)
[3] Integrisani nacionalni energetski i klimatski plan Republike Srbije za period do 2030. godine sa vizijom do 2050. godine, dostupno na: https://www.mre.gov.rs/extfile/sr/1138/INEKP_pre%C4%8Di%C5%A1%C4%87en_tekst_1.8.24.pdf, pristupljeno: 02.02.2026.
[4] Strategija razvoja energetike Republike Srbije do 2040. godine sa projekcijama do 2050. godine, dostupno na: https://www.mre.gov.rs/extfile/sr/8472/STRATEGIJA%20RAZVOJA%20ENERGETIKE%20RS%20DO%202040%20SA%20PROJEKCIJAMA%20DO%202050%20USVOJENO%2027%2011%202024.pdf, pristupljeno: 02.02.2026.
[5] D. Grujic, M. Kuzman, THE ROLE OF NEW POWER SYSTEM USERS IN THE ELECTRICITY MARKET DEVELOPMENT, CIGRE 2023
[6] Internet stranica: https://www.sap.com/index.html, pristupljeno: 02.02.2026.
[7] Metodologija za određivanje cene električne energije za javno snabdevanje. http://aers.rs/FILES/Metodologije/2014-0808_Metodologija%20javno%20snabdevanje%20EE%20SG%2084-14.pdf, pristupljeno: 02.02.2026.
[8] Cena električne energije za garantovano snabdevanje, https://aers.rs/media/FILES/Odluke/OCenama/2025-10-01%20Cenovnik%20GS.pdf , pristupljeno: 02.02.2026.
[9] Metodologija za određivanje cene pristupa sistemu za distribuciju električne energije, dostupno na: https://aers.rs/%D0%B0%D0%BA%D1%82%D0%B8-%D0%B0%D0%B3%D0%B5%D0%BD%D1%86%D0%B8%D1%98%D0%B5#MOC11 , pristupljeno: 02.02.2026.
[10] Metodologija za određivanje cene pristupa sistemu za prenos električne energije, dostupno na: https://aers.rs/%D0%B0%D0%BA%D1%82%D0%B8-%D0%B0%D0%B3%D0%B5%D0%BD%D1%86%D0%B8%D1%98%D0%B5#MOC11 , pristupljeno: 02.02.2026.
[11] Sajt EMS, https://ems.rs/, pristupljeno: 02.02.2026.
[12] Sajt EDS, https://elektrodistribucija.rs/, pristupljeno: 02.02.2026.
[13] Sajt EPS, https://www.eps.rs/cir/Pages/Home.aspx, pristupljeno: 02.02.2026.
[14] AERS godišnji izveštaj 2024. godine, dostupno na: https://www.aers.rs/media/FILES/Izvestaji/Godisnji/Izvestaj%20Agencije%202024.pdf, pristupljeno: 02.02.2026.
[15] D. Grujic, M. Kuzman, Modeli korišćenja električne energije kupaca-proizvođača, energija, ekonomija, ekologija, 2022, god. XXIV, br. 1, doi: 10.46793/EEE22-1.08G
[16] 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.)
[17] M. Kuzman, D. Grujic, ULOGA ZAJEDNICA OBNOVLJIVIH IZVORA ENERGIJE U ENERGETSKOJ TRANZICIJI, Energija, ekonomija, ekologija, 2023, god. XXV, br. 1, doi: 10.46793/EEE23-1.40K
[18] Uredba o uslovima isporuke i snabdevanja električnom energijom ("Sl. glasnik RS", br. 84/2023, 58/2025 i 67/2025)
[19] Decision Of The Ministerial Council Of The Energy Community No 2022/02/MC-EnC
[20] Pravila o radu tržišta električne energije, dostupno na: https://ems.rs/wp-content/uploads/2025/12/Pravila-o-radu-trzista-elektricne-energije.pdf, pristupljeno: 02.02.2026.
[21] D. Grujić, M. Kuzman, Uloga agregatora u razvoju tržišta električne energije, Elektroprivreda Godina 1, Broj 1, 2023
[22] D. Grujić, M. Kuzman, DEPENDENCE OF THE ELECTRICITY MARKET ON INFORMATION SYSTEMS, CIRED 2024, DOI broj: 10.46793/CIRED24.R-6.03DG
[23] D. Grujić, M. Kuzman, Ž. Đurišić, Upotreba cenovnih signala u cilju ubrzanja energetske tranzicije, Energija, ekonomija, ekologija, 2024, god. XXVI, br. 4, doi: 10.46793/EEE24-4.11G

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R6-04

PROMIDŽBA I VIDLJIVOST U EU PROJEKTIMA HEP ODS-A

PROMOTION AND VISIBILITY IN EU PROJECTS OF HEP ODS

Andrea LOVRINČEVIĆ, HEP ODS, Hrvatska*
Žaklina KRAPLJAN, HEP ODS, Hrvatska
Dinko HRKEC, HEP ODS, Hrvatska

KRATAK SADRŽAJ

U novom poslovnom okruženju operatori distribucijskog sustava suočeni su s kompleksnim izazovima koji proizlaze iz ubrzane energetske tranzicije, regulatornih promjena, digitalizacije mreže te sve izraženijih zahtjeva za dekarbonizacijom energetskog sektora. Povećana integracija distribuiranih obnovljivih izvora energije, elektrifikacija prometa i rast broja aktivnih kupaca zahtijevaju veću fleksibilnost, pouzdanost i otpornost distribucijske mreže. U takvim okolnostima, HEP-Operator distribucijskog sustava ima sve izraženiju ulogu koordinatora između različitih dionika sustava, uključujući krajnje korisnike, proizvođače električne energije, lokalne i regionalne zajednice, jedinice javne vlasti, regulatorna tijela te druge sudionike energetskog tržišta. Uspješno upravljanje odnosima s dionicima podrazumijeva transparentnu komunikaciju, pravodobno uključivanje javnosti u planiranje infrastrukturnih projekata te usklađivanje tehničkih, ekonomskih i društvenih interesa. Poseban izazov predstavlja balansiranje između regulatornih zahtjeva, očekivanja korisnika u pogledu kvalitete i kontinuiteta opskrbe te potrebe za realizacijom strateških investicija u modernizaciju mreže. Jačanjem suradnje i partnerskog odnosa s dionicima, HEP ODS stvara preduvjete za učinkovitu provedbu projekata, povećanje prihvaćenosti investicija te ostvarenje dugoročnih ciljeva održivog razvoja i energetske sigurnosti. Promidžba i vidljivost u projektu „Modernizacija hrvatske distribucijske elektroenergetske mreže“ vrijednom 286 milijuna eura ima važnu ulogu u osiguravanju transparentnosti i informiranju javnosti o ulaganjima financiranim sredstvima iz Nacionalnog plana oporavka i otpornosti. Kroz jasno i pravodobno komuniciranje ciljeva, aktivnosti i rezultata projekta, javnosti se omogućuje bolje razumijevanje njegove svrhe i dugoročnih koristi. U sklopu projektne aktivnosti „Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka“ HEP ODS-a, promidžba pridonosi osvještavanju značaja modernizacije elektroenergetske mreže, povećanju sigurnosti opskrbe električnom energijom te poboljšanja kvalitete života stanovništva u obalnim i otočnim područjima. Vidljivost projekta ujedno jača povjerenje građana u institucije, potvrđuje odgovorno upravljanje javnim sredstvima te naglašava doprinos projekta energetskoj tranziciji, održivom razvoju i otpornosti elektroenergetskog sustava. Učinkovita provedba projekta ne očituje se isključivo kroz tehničku realizaciju i ostvarenje planiranih investicijskih ciljeva, već i kroz sustavno provođenje promidžbenih aktivnosti i propisane razine vidljivosti u skladu s važećim pravilima i komunikacijskim smjernicama Europske unije. Time se dodatno potvrđuje pozicija HEP ODS-a kao ključnog nositelja infrastrukturnih projekata od strateškog značaja, kao i pouzdanog partnera u provedbi EU politika usmjerenih na energetsku tranziciju, održivi razvoj i dugoročnu sigurnost opskrbe električnom energijom.

Ključne reči: promidžba i vidljivost, EU projekt , transparentnost i informiranje javnosti, sigurnost opskrbe električnom energijom, modernizacija distribucijske elektroenergetske mreže

ABSTRACT

In the new business environment, distribution system operators are faced with complex challenges arising from the accelerated energy transition, regulatory changes, network digitalization and increasingly pronounced demands for decarbonization of the energy sector. Increased integration of distributed renewable energy sources, electrification of transport and the growth of the number of active customers require greater flexibility, reliability and resilience of the distribution network. In such circumstances, HEP Distribution System Operator has an increasingly pronounced role as a coordinator between various stakeholders of the system, including end users, electricity producers, local and regional communities, public authorities, regulatory authorities and other energy

* Andrea Lovrinčević andrea.lovrincevic@hep.hr; Žaklina Krapljan zaklina.krapljan@hep.hr; Dinko Hrkec dinko.hrkec@hep.hr

market participants. Successful management of stakeholder relations implies transparent communication, timely involvement of the public in the planning of infrastructure projects and the alignment of technical, economic and social interests. A particular challenge is balancing regulatory requirements, user expectations in terms of quality and continuity of supply and the need to implement strategic investments in network modernization. By strengthening cooperation and partnership with stakeholders, HEP ODS creates the prerequisites for efficient project implementation, increasing investment acceptance and achieving long-term goals of sustainable development and energy security. Promotion and visibility in the €286 million project "Modernization of the Croatian Electricity Distribution Network" plays an important role in ensuring transparency and informing the public about investments financed from the National Recovery and Resilience Plan. Through clear and timely communication of the project's objectives, activities and results, the public is enabled to better understand its purpose and long-term benefits. As part of the project activity "Submarine Cables in the Distribution Network for Island Power Supply" of HEP ODS, promotion contributes to raising awareness of the importance of modernizing the electricity network, increasing the security of electricity supply and improving the quality of life of the population in coastal and island areas. The visibility of the project also strengthens citizens' trust in institutions, confirms responsible management of public funds and emphasizes the project's contribution to the energy transition, sustainable development and resilience of the electricity system. The effective implementation of the project is not only reflected in the technical implementation and achievement of the planned investment goals, but also in the systematic implementation of promotional activities and the prescribed level of visibility in accordance with the applicable rules and communication guidelines of the European Union. This further confirms the position of HEP ODS as a key carrier of infrastructure projects of strategic importance, as well as a reliable partner in the implementation of EU policies aimed at energy transition, sustainable development and long-term security of electricity supply.

Keywords: Promotion and visibility, EU project, Transparency and informing the public, Security of electricity supply, Modernization of the distribution power network

UVOD

U novom poslovnom okruženju operatori distribucijskog sustava suočeni su s kompleksnim izazovima koji proizlaze iz ubrzane energetske tranzicije, regulatornih promjena, digitalizacije mreže te sve izraženijih zahtjeva za dekarbonizacijom energetskog sektora. Povećana integracija distribuiranih obnovljivih izvora energije, elektrifikacija prometa i rast broja aktivnih kupaca zahtijevaju veću fleksibilnost, pouzdanost i otpornost distribucijske mreže. U takvim okolnostima, HEP-Operator distribucijskog sustava ima sve izraženiju ulogu koordinatora između različitih dionika sustava, uključujući krajnje korisnike, proizvođače električne energije, lokalne i regionalne zajednice, jedinice javne vlasti, regulatorna tijela te druge sudionike energetskog tržišta.

Promidžba i vidljivost važan su dio provedbe projekata financiranih iz fondova Europske unije. Europska unija zahtijeva da svi korisnici sredstava informiraju javnost o projektima koji se financiraju te da jasno istaknu doprinos EU u njihovoj realizaciji. Cilj takvih aktivnosti je povećati transparentnost, informirati građane o načinu korištenja javnih sredstava te promovirati rezultate i koristi koje projekti donose društvu.

Promidžbene aktivnosti u EU projektima obično uključuju objave u medijima, članke na internetskim stranicama institucija, objave na društvenim mrežama, izradu promotivnih materijala, organizaciju događaja te izradu video priloga ili reportaža.

U projektu „Modernizacija hrvatske distribucijske elektroenergetske mreže“ vrijednom 286 milijuna eura promidžba i vidljivost imaju važnu ulogu u osiguravanju transparentnosti i informiranju javnosti o ulaganjima financiranim sredstvima iz Nacionalnog plana oporavka i otpornosti. Kroz jasno i pravodobno komuniciranje ciljeva, aktivnosti i rezultata projekta, javnosti se omogućuje bolje razumijevanje njegove svrhe i dugoročnih koristi.

U sklopu projektne aktivnosti „Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži za napajanje otoka“ HEP ODS-a, promidžba pridonosi osvještavanju značaja modernizacije elektroenergetske mreže, povećanju sigurnosti opskrbe električnom energijom te poboljšanja kvalitete života stanovništva u obalnim i otočnim područjima. Vidljivost projekta ujedno jača povjerenje građana u institucije, potvrđuje odgovorno upravljanje javnim sredstvima te naglašava doprinos projekta energetskoj tranziciji, održivom razvoju i otpornosti elektroenergetskog sustava.

1 O PROJEKTU – MODERNIZACIJA HRVATSKE DISTRIBUCIJSKE ELEKTROENERGETSKE MREŽE

Projekt „Modernizacija hrvatske distribucijske elektroenergetske mreže“ vrijedan 286 milijuna eura, od kojih su 224 milijuna eura bespovratna sredstva iz NPOO-a, obuhvaća financiranje modernizacije i digitalizacije elektroenergetskog sustava koji će na najučinkovitiji i stabilan način moći prihvatiti sve veću količinu električne energije iz obnovljivih izvora.

Ugovor između Ministarstva gospodarstva i održivog razvoja, Fonda za zaštitu okoliša i energetsku učinkovitost i HEP – Operatora distribucijskog sustava d.o.o. sklopljen je 14. veljače 2024. godine, a sufinancira se iz Nacionalnog plana oporavka i otpornosti. Trajanje provedbe projekta je do 30. lipnja 2026.

HEP ODS provedbom projekta ulaže u modernizaciju i razvoj napredne mreže, modernizaciju distribucijske mreže unutar Natura 2000 područja te zamjenu postojećih i izgradnju novih dionica podmorskih kabela u distribucijskoj mreži za napajanje otoka. (Slika 1).

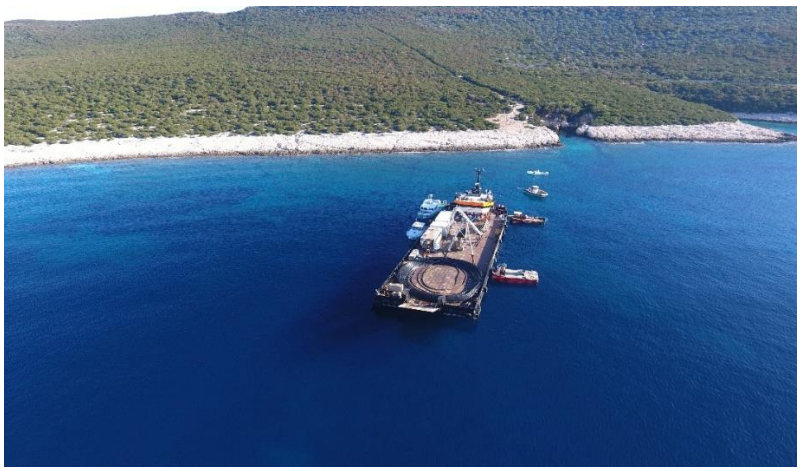
Modernizacija i razvoj napredne mreže doprinosi cilju da se u Hrvatskoj do 2029. godine sva mjerna mjesta opreme pametnim brojilima. Daljinsko očitanje brojila, precizan obračun potrošnje i detaljan uvid u energetske navike korisnicima omogućuju bolje upravljanje energijom, dok će optimizacija potrošnje dugoročno smanjiti mjesečne račune bez dodatnih troškova za korisnike. Ovim projektom doprinosi se i ubrzanju implementacije koncepta napredne mreže kroz modernizaciju procesnih sustava, nadogradnju i integraciju centralnih SCADA sustava, modernizaciju i proširenje sustava telekomunikacija te povećanje stupnja automatizacije postrojenja nadzemne i podzemne SN mreže.

Modernizacija distribucijske mreže unutar Natura 2000 područja doprinosi zaštiti bioraznolikosti od negativnih utjecaja nadzemnih vodova, sigurnijoj i kvalitetnijoj opskrbi električnom energijom, povećanju energetske učinkovitosti, povećanju otpornosti mreže na oštećenja uzrokovana klimatskim promjenama te povećanju mogućnosti prihvata i distribuiranja električne energije iz obnovljivih izvora.

Zamjenom postojećih i izgradnjom novih dionica podmorskih kabela u distribucijskoj mreži za napajanje otoka povećava se pouzdanost napajanja električnom energijom i sigurnost opskrbe otoka te se omogućava daljnja integracija obnovljivih izvora energije i priključenje novih korisnika mreže.

Cilj projekta je stvaranje infrastrukturnih preduvjeta u elektroenergetskoj distribucijskoj mreži za prihvat većih količina energije iz obnovljivih izvora uz očuvanje okolišnih i klimatoloških specifičnosti na području RH.

Modernizacija distribucijske mreže donosi i dodatne koristi operatoru sustava, uključujući smanjenje operativnih troškova, veću stabilnost isporuke električne energije te učinkovitije upravljanje mrežom. U konačnici, projekt predstavlja značajan korak prema održivoj, ekološki prihvatljivoj i energetski učinkovitijoj budućnosti Hrvatske, osiguravajući pouzdanu i moderniziranu mrežu na dobrobit svih građana.



Slika 1 – Brod polagač u lošinjskom arhipelagu

Izvor: HEP ODS

2 O PROMIDŽBI NA PROJEKTNOJ AKTIVNOSTI PODMORSKI KABELI U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI

Promidžbene aktivnosti projekta provode se i kroz komunikaciju unutar organizacije te putem različitih informativnih kanala. Jedan od načina informiranja zaposlenika i šire javnosti o projektu jest objava članaka u internim glasilima. Takvi članci pružaju pregled ciljeva projekta, njegovih aktivnosti i očekivanih rezultata, a istovremeno potiču zaposlenike na veće razumijevanje i sudjelovanje u projektnim aktivnostima.

Osim pisanih sadržaja, važan dio promidžbe čine i multimedijski materijali. U sklopu projekta pripremaju se informativni prilozi te se organizira snimanje reportaže koja prikazuje tijek provedbe projekta, korištenu tehnologiju i važnost modernizacije elektroenergetske mreže. Takvi sadržaji omogućuju vizualni prikaz projekta i lakše približavaju kompleksne tehničke teme široj publici.

Snimanje reportaže uključuje intervjue s projektnim sudionicima, prikaz radova na terenu te izazove s kojima smo se susretali tijekom provedbe projekta. Na taj način promidžba doprinosi boljem razumijevanju projekta i njegovog značaja.

Projektna aktivnost Podmorski kabeli u distribucijskoj mreži koja se odvila u sklopu velikog projekta "Modernizacija hrvatske distribucijske elektroenergetske mreže" sastojala se od nekoliko faza: planiranje i priprema, nabava i proizvodnja/preuzimanje kabela (Slika 2), izvršenja i polaganja, završetak projekta, promidžba i vidljivost i financijsko i administrativno upravljanje. Provodila se u pet distribucijskih područja: Elektra Zadar, Elektroprimorje Rijeka, Elektrodalmacija Split, Elektrojug Dubrovnik, Elektra Šibenik.

Slika 2 – Iskrcavanje podmorskog kabela s broda na kopno

Izvor: HEP ODS

Vrijednost prihvatljivih troškova koji su u cijelosti financirani bespovratnim sredstvima iz Nacionalnog plana oporavka i otpornosti (NPOO) iznosi 26.710.431 eura.

Troškovi pripreme projekta (dokumentacija, dozvole i dr.), radovi na izgradnji priobalnih zaštita i radovi na polaganju kabela financirani su vlastitim sredstvima u vrijednosti od 7.075.346 eura, tako da ukupna vrijednost iznosi 33,7 milijuna eura.

U sklopu projektne aktivnosti, sedam mjeseci prije završetka projekta, zamijenjeno je 11 postojećih i izgrađeno dvije nove dionice podmorskih kabela polaganjem 65,78 km 35 kV i 54,72 km 20 kV naponskog nivoa. Ukupna duljina položenih kabela (približno 120 km) veća je za 20 km od udaljenosti Zagreb – Čakovec (približno 100 km).

HEP ODS ovom aktivnošću omogućio je priključenje novih korisnika te povećao pouzdanost napajanja i sigurnost opskrbe električnom energijom za 22 otoka.

Korištenje multimedijskih sadržaja u promidžbi sve je važnije u suvremenom digitalnom okruženju. Video reportaže i fotografije omogućuju brže i učinkovitije prenošenje informacija te mogu privući širu publiku. Zbog toga se u mnogim projektima sve više koristi kombinacija pisanih i audiovizualnih sadržaja.

U sklopu ove projektne aktivnosti imali smo redovite objave u internim i eksternim glasilima, objave na službenim mrežnim stranicama, priopćenje za nacionalne medije te televizijski prilog na nacionalnoj RTL televiziji.

3 USPOREDBA I ISKUSTVA IZ PILOT PROJEKTA UVOĐENJE NAPREDNIH MREŽA

Iskustva stečena tijekom pilot projekta uvođenja naprednih mreža predstavljaju važnu osnovu za provedbu novih projekata modernizacije elektroenergetske infrastrukture. Pilot projekt omogućio je testiranje novih tehnologija i sustava upravljanja mrežom u stvarnim uvjetima te je pružio vrijedne informacije o njihovoj učinkovitosti i primjenjivosti.

Usporedba pilot projekta s projektom modernizacije pokazuje kako su prethodna iskustva pomogla u planiranju i provedbi novih aktivnosti. Naučene lekcije omogućile su poboljšanje organizacije projekta, učinkovitije planiranje promidžbenih aktivnosti te bolju koordinaciju između različitih sudionika.

Pilot-projekt uvođenja naprednih mreža odnosio se na informatizaciju dijela elektrodistribucijske mreže u Republici Hrvatskoj.

Projektom se ulagalo u tri funkcionalna područja napredne elektrodistribucijske mreže: napredna mjerna infrastruktura, razvoj i optimizacija konvencionalne mreže te automatizacija srednjonaponske mreže, a provodio se u pet (od ukupno 21) distribucijskih područja HEP ODS-a: Elektra Zagreb, Elektroslavonija Osijek, Elektrodalmacija Split, Elektra Zadar i Elektrojug Dubrovnik.

Ciljevi projekta su bili povećanje učinkovitosti distribucije električne energije, povećanje pouzdanosti napajanja i povećanje broja korisnika s pristupom naprednoj mreži.

Tijekom provedbe pilot projekta realizirano je više od 400 medijskih objava, što je obuhvatilo:

- objave 2 PR članka u tiskanim medijima s nacionalnim dosegom koji podrazumijevaju medije čija naklada pokriva područje cijele Republike Hrvatske

- ukupno 25 emitiranja spotova (dva različita spota) o Projektu, duljine 15 sekundi, na nacionalnim TV postajama tijekom trajanja Projekta.

- emitiranje po 2 različite TV emisije za svako od 5 distribucijskih područja uključenih u projekt - Zagreb, Osijek, Zadar, Split i Dubrovnik.

- ukupno 5 emitiranja TV reportaža tijekom trajanja Projekta trajanja do 3 minute, na lokalnim TV postajama svakog distribucijskog područja u kojima se provodi projekt

- ukupno 75 emitiranja TV spotova, u pojedinačnom trajanju od 15 sekundi, na lokalnim TV postajama.

- izradu 2 različita TV spota koji se ukupno trebaju emitirati 15 puta na svakom od 5 distribucijskih područja uključenih u projekt

- emitiranje ukupno 2 radio emisije na nacionalnim radio postajama, u trajanju do 5 minuta, tijekom trajanja provedbe Projekta.

- Emitiranje ukupno 15 radio emisija

- Ukupno 375 emitiranja radio spotova na lokalnim radio postajama, na način da se po 75 emitiranja provede na lokalnim radio postajama svakog od 5 distribucijskih područja u kojima se provodi Projekt

- Dizajn i objava ukupno 80 jumbo plakata u 5 gradova na frekventnim pozicijama sjedišta distribucijskih područja u kojima se provodi

Unatoč izazovnim vremenima na koje je utjecala epidemija korona virusa uspješno smo održali 10 radionica u distribucijskim područjima gdje se odvijao projekt (po dvije radionice u svakom sjedištu) te uvodnu i završnu konferenciju o projektu u Zagrebu. Na konferencijama su sudjelovali visoki uzvanici iz elektroenergetskog sektora te predstavnici državnog vrha što je pridonijelo medijskom interesu.

Tijekom trajanja projekta, kroz dvije godine, kontinuirano se kreirao i objavljivao sadržaj na društvenim mrežama Facebook i Twitter.

U projektu "Modernizacija hrvatske distribucijske elektroenergetske mreže" promidžba i vidljivost financirala se iz vlastitih sredstava te nije bilo propisanih stavki u ugovorima što nam je omogućilo više slobode i kreativnosti u provođenju medijskih aktivnosti.

Polaganje na svim lokacijama predvodila je iskusna i uigrana ekipa Elektrodalmacije Split, u suradnji sa službama distribucijskih područja na čijem se području zahvat izvodi. Lokalne stručne službe bile su zadužene za pripremu i izradu projekta, opsežna istraživanja, snimanje podmorja i građevinske radove na obali, koji uključuju postavljanje priobalne zaštite.

S obzirom na složenost posla na kopnu i moru u ovakvim zahvatima, uz ekipe HEP ODS-a obvezno sudjeluju ronioci, geodeti, posada plovila te ostala logistika (Slika 3). Svaki dio ovog složenog zahvata zahtjeva stručnost, učinkovitost i odgovornost terenskih ekipa HEP ODS-a, zaduženih za obavljanje poslova pod posebnim okolnostima te članova užeg i šireg tima koji koordinira aktivnosti provedbe takvog projekta duž cijelog Jadrana.

Slika 3 – Uz ekipu HEP ODS-a u polaganju sudjeluju i ronioci

Izvor: HEP ODS

U svrhu bolje promocije samog projekta i tvrtke snimljena je videoreportaža u duljoj i kraćoj verziji o provedbi projekta. Snimanje reportaže trajalo je godinu dana kroz koju smo pratili sve faze projekta, od iskrcavanja podmorskog kabela na kopno u siječnju 2025., polaganja nekoliko dionica (Slika 4) do završnog sastanka projektnog tima u prosincu 2025.

Snimljena reportaža prikazivat će se na elektroenergetskim konferencijama na domaćoj i međunarodnoj sceni kao primjer dobre prakse provedbe EU projekta.

Slika 4 - Podmorski kabel na brodu polagaču tijekom polaganja

Izvor: HEP ODS

4 ZAKLJUČAK – POZITIVAN UTJECAJ PROMIDŽBE I VIDLJIVOSTI

Promidžba i vidljivost predstavljaju važan dio uspješne provedbe projekata financiranih iz fondova Europske unije. Kroz različite komunikacijske aktivnosti moguće je informirati javnost o projektima, njihovim ciljevima i rezultatima te naglasiti važnost ulaganja u razvoj infrastrukture i novih tehnologija.

Primjer projekta modernizacije hrvatske distribucijske elektroenergetske mreže pokazuje kako takvi projekti imaju značajan utjecaj na razvoj energetskog sustava i poboljšanje kvalitete života građana. Modernizacija mreže doprinosi većoj pouzdanosti opskrbe električnom energijom, boljoj integraciji obnovljivih izvora energije i razvoju pametnih energetskih sustava.

Promidžbene aktivnosti, poput objava u internim glasilima, izrade informativnih priloga i snimanja reportaža, omogućuju širenje informacija o projektu i njegovim rezultatima. Takve aktivnosti pomažu u približavanju tehnički složenih tema široj javnosti te potiču razumijevanje važnosti ulaganja u energetsku infrastrukturu.

Pozitivna iskustva iz provedbe projekta pokazuju kako kvalitetna komunikacija može doprinijeti uspješnoj realizaciji projektnih aktivnosti što dokazuju tjedne koordinacije članova projektnog tima. Redovno održavanje sastanaka na kojima smo raspravljali o svim segmentima projekta rezultiralo je završetkom projektne aktivnosti prije zadanog roka. (Slika 5)

Slika 5 – Završni sastanak projektnog tima NPOO PKB u Zadru

Izvor: HEP ODS

Transparentno informiranje javnosti povećava povjerenje u institucije i organizacije koje provode projekte te potiče interes za daljnji razvoj sličnih inicijativa.

Učinkovita provedba projekta ne očituje se isključivo kroz tehničku realizaciju i ostvarenje planiranih investicijskih ciljeva, već i kroz sustavno provođenje promidžbenih aktivnosti. Time se dodatno potvrđuje pozicija HEP ODS-a kao ključnog nositelja infrastrukturnih projekata od strateškog značaja, kao i pouzdanog partnera u provedbi EU politika usmjerenih na energetsku tranziciju, održivi razvoj i dugoročnu sigurnost opskrbe električnom energijom.

U konačnici, promidžba EU projekata ne predstavlja samo formalnu obvezu, već i priliku za predstavljanje pozitivnih rezultata ulaganja u razvoj društva. Kroz učinkovitu komunikaciju moguće je pokazati kako europska sredstva doprinose modernizaciji infrastrukture, jačanju gospodarstva i stvaranju održive budućnosti.

LITERATURA

[1] **Europska komisija** (2021). Pravila informiranja i komunikacije za korisnike EU fondova. Bruxelles: Europska komisija.
[2] **Ministarstvo regionalnoga razvoja i fondova Europske unije** (2023). Smjernice za informiranje, komunikaciju i vidljivost projekata financiranih iz EU fondova. Zagreb.
[3] Europska komisija – EU fondovi: https://ec.europa.eu
[4] Ministarstvo regionalnoga razvoja i fondova EU: https://razvoj.gov.hr
[5] HEP – Operator distribucijskog sustava: https://www.hep.hr

Broj rada: R7-01

PREISPITIVANJE PERFORMANSI LABORATORIJE U SVRHU DOKAZIVANJA TEHNIČKE KOMPETENTNOSTI

REVIEWING THE PERFORMANCE OF THE LABORATORY FOR THE PURPOSE OF PROVING TECHNICAL COMPETENCE

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

KRATAK SADRŽAJ

U procesu dokazivanja usaglašenosti brojila električne energije sa zahtevima propisa i standarda, od izuzetne važnosti je korišćenje usluge kompetentne i tehnički osposobljene laboratorije kontrolnog tela, čime se obezbeđuje poverenje u obavljena kontrolisanja. Pravila predstavljaju zahteve koje nacionalno akreditaciono telo primenjuje prilikom ocenjivanja adekvatnosti učestvovanja kontrolnih tela u ispitivanju osposobljenosti (PT) i/ili međulaboratorijskim poređenjima (MLP) koji se mogu primeniti kada PT nisu dostupni i/ili nisu odgovarajući. Učešće u PT i/ili MLP za kontrolna tela predstavlja neophodni deo praćenja validnosti sopstvenih rezultata. Nacionalno akreditaciono telo ocenjuje opravdanost alternativnog pristupa kontrolnog tela na razvoju plana učešća u PT i/ili MLP. Prilikom utvrđivanja podobnosti plana učešća u PT aktivnostima, Kontrolno telo Elektrodistribucije Srbije preispituje i prilagođava nivo i dinamiku učešća, uzimajući u obzir oblast aktivnosti, posebno one koji će spečiti ili smanjiti neželjene uticaje i potencijalne nedostatke i postići poboljšanje. U radu je prikazano pet alternativnih pristupa PT aktivnostima koje je Kontrolno telo Elektrodistribucije Srbije sprovelo u jednom ciklusu akreditacija. Prva interna PT aktivnost je bilo kružno poređenje jednakih laboratorija u sastavu Kontrolnog tela Elektrodistribucije Srbije, a zatim bilateralno poređenje sa Nacionalnom Metrološkom Institucijom. Kompleksna PT aktivnost kružno poređenje ‘'osmica", sprovedena je u cilju preispitivanja performansi etalonskih brojila različitih proizvođača. Za potvrđivanje ekvivalentnosti rezultata merenja električne energije, u lancu toka električne energije, na mestima primopredaje energije iz prenosnog u distributivni sistem, sprovedena je PT aktivnost sa laboratorijom kontrolnog tela Elektromreže Srbije. Konačno, kao petu PT aktivnost, Kontrolno telo Elektrodistribucije Srbije je sprovelo sa laboratorijama kontrolnih tela različitih proizvođača brojila, a imajući u vidu intenzivni rad Elektrodistribucije Srbije na implementaciji brojila sa integrisanim pristupom očitavanja izmerenih veličina. Učešće u PT aktivnostima obavezuje svaku laboratoriju da rezultate merenja iskaže u formi tipičnog budžeta merne nesigurnosti, čime rezultat merenja dobija značaj dobrog kvaliteta merenja. Kvantifikacija sumnje u rezultat merenja, razumevanje i izražavanje merne nesigurnosti u cilju otkrivanja faktora koji mogu uticati na njeno smanjenje, čini merenje uspešnim.

Ključne reči: kontrolno telo, poređenje, merna nesigurnost, validnost, osposobljenost

ABSTRACT

In the process of proving the compliance of electricity meters with the requirements of regulations and standards, it is extremely important to use the services of a competent and technically qualified laboratory of the Control Body, which ensures confidence in the performed controls. The rules represent the requirements that the national accreditation body applies when assessing the adequacy of the participation of control bodies in proficiency testing (PT) and/or interlaboratory comparisons (MLP) that can be applied when PTs are not available and/or not appropriate. Participation in PT and/or MLP for control bodies is a necessary part of monitoring the validity of own results. The national accreditation body evaluates the justification of the control body's alternative approach to the development of the participation plan in PT and/or MLP. When determining the suitability of the participation plan in PT activities, the Control Body of Elektrodistribucija Srbije Ltd. reviews and adjusts the level and dynamics of participation, taking into account the area of activities, especially those that will prevent or reduce

* Tatjana Cincar-Vujović tatjana.cincar-vujovic@es.rs; Ivana Narančić ivana.narancic@es.rs; Dejan Radosavljević dejan.radosavljevic@es.rs

unwanted impacts and potential deficiencies and achieve improvement. The paper presents five alternative approaches to PT activities that the Control Body of Elektrodistribucija Srbije Ltd. carried out in one accreditation cycle. The first internal PT activity was a circular comparison of equal laboratories within the Control Body of the Electric Distribution of Serbia, followed by a bilateral comparison with the National Metrological Institution. The complex PT activity circular comparison of "eights" was carried out in order to review the performance of reference meters from different manufacturers. In order to confirm the equivalence of the results of electricity measurements, in the electricity flow chain, at the points of handover of energy from the transmission to the distribution system, a PT activity was carried out with the laboratory of the control body of the Elektromreža Srbije. Finally, as the fifth PT activity, the Control Body of Elektrodistribucija Srbije Ltd. carried out with the laboratories of the control bodies of different manufacturers of meters, bearing in mind the intensive work of Elektrodistribucija Srbije Ltd. on the implementation of meters with an integrated approach to reading measured quantities. Participation in PT activities obliges each laboratory to express the measurement results in the form of a typical budget of measurement uncertainty, which gives the measurement result the importance of good measurement quality. Quantification of doubt in the measurement result, understanding and expression of measurement uncertainty in order to discover factors that can influence its reduction, makes the measurement successful.

Keywords: control body, comparison, uncertainty of measurement, validity, capability

1. UVOD

Akreditacija je način uspostavljanja poverenja na tržištu proizvoda i usluga jer predstavlja nezavisnu i nepristrasnu ocenu kompetentnosti. Kompetentna laboratorija za kontrolisanje brojila električne energije je ona laboratorija koja je akreditovana po zahtevima standarda ISO/IEC 17020.

Dokazivanje usaglašenosti sa zahtevima propisa i standarda je pretpostavka za ostvarivanje konkurentnosti.
Iako standard ISO/IEC 17020 ne navodi posebne zahteve za učestvovanje u PT aktivnostima, kao što su međulaboratorijska poređenja i ispitivanja osposobljenosti, zahtevi standarda ISO/IEC 17025 se moraju uzeti u obzir kada se prilikom kontrolisanja sprovode aktivnosti etaloniranja/ispitivanja.

Neminovnost i potreba učešća u PT aktivnostima je važan aspekt kontrole kvaliteta rezultata merenja, jedan od najznačajnijih kriterijuma za procenu uporedivosti rezultata merenja kojim se obezbeđuje prepoznavanje i prihvatanje rezultata kontrolisanja i potvrđuje kompetentnost laboratorija.

Kada PT aktivnosti nisu dostupne ili nisu odgovarajuće, laboratorije mogu učestvovati i/ili same organizovati PT aktivnosti. Alternativni pristup PT aktivnostima podrazumeva da laboratorija mora da utvrdi podobnost plana učešća u PT aktivnostima, obim akreditacije i oblast aktivnosti, nivo i dinamiku poređenja.

Metodologija izrade plana učešća u PT aktivnostima, naročito uključuje broj i učestalost sprovedenih kontrolisanja, izvore metrološke sledivosti, poznate merne nesigurnosti, poznatu stabilnost merne metode, iskustvo i znanje tehničkog osoblja.

Validnost rezultata merenja dobijenih u različitim laboratorijama se statistički procenjuje. Na osnovu evaluacije karakteristika izvođenja merenja, rezultati merenja dobijaju značaj i upotrebu za donošenje odluke o sprečavanju neželjenih uticaja i potencijalnih nedostataka, te poboljšanju procesa kontrolisanja u laboratorijama.

2. PLAN ALTERNATIVNOG PRISTUPA PT AKTIVNOSTIMA

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 PT aktivnosti.

Pri razvijanju plana učešća u alternativnim PT aktivnostima, naročito se vodilo računa o redosledu PT aktivnosti, određivanju artefakta, izboru učesnika, nivou i dinamici programa PT aktivnosti, odabiru merne metode, izboru mernih tačaka, određivanju izvršilaca, uz obavezno pridržavanje relevantnih smernica za izračunavanje i prikazivanje merne nesigurnosti i evaluaciju rezultata.

I pored toga što postoje brojni razlozi da PT aktivnosti ne budu uspešno privedene kraju, a koje mogu biti metodološke (neadekvatne metode u odnosu na izabrani artefakt, grešaka u etaloniranju), tehničke (zbog grešaka

izazvanih osobljem u laboratorijama), grubi uticaji (transport), uticaji referentne laboratorije (loše etaloniranje referentne laboratorije, greške u obradi rezultata, loše grupisanje laboratorija u šemi) i druge u koje spadaju i nepredvidivi događaji, a koji mogu narušiti realizaciju, KT je, u jednom ciklusu akreditacije, uspešno privelo kraju 5 PT aktivnosti.

Polazna, interna PT aktivnost, organizovana je za uspostavljanje veze rezultata merenja svih 17 laboratorija za kontrolisanje brojila električne energije u Elektrodistribuciji Srbije (KT).

Bilateralno poređenje sa NMI - Direkcijom za mere i dragocene metale (DMDM), za potvrđivanje tehničke kompetentnosti svih 17 laboratorija za kontrolisanje brojila električne energije u Elektrodistribuciji Srbije (KT).

Druga interna PT aktivnost, sprovedena je za proveru performansi etalonskih brojila različitih proizvođača.

Eksterna PT aktivnost sa Elektromrežom Srbije (EMS), organizovana je za potvrđivanje ekvivalentnosti rezultata merenja na mestima primopredaje energije iz prenosnog u distributivni sistem.

PT aktivnost sa proizvođačima brojila električne energije, sprovedena je za potvrđivanje ekvivalentnosti rezultata merenja električne energije u različitim, kompetentnim laboratorijama.

Sve alternativne PT aktivnosti, su u svemu sprovedene u skladu sa ISO/IEC 17043 i ILAC-G13.

3. ODREĐIVANJE MERNE NESIGURNOSTI

Učešće u PT aktivnostima obavezuje svaku laboratoriju da rezultate merenja iskaže u formi tipičnog budžeta merne nesigurnosti, čime rezultat merenja dobija značaj dobrog kvaliteta merenja. Rezultat merenja je kompletan samo ukoliko ga prati kvalitativna izjava o njegovoj mernoj nesigurnosti. Uspešno merenje zavisi od razumevanja i izražavanja merne nesigurnosti, te kvantifikacije sumnje u rezultat merenja. Radi dobijanja dobrog kvaliteta merenja i razumevanja samog rezultata merenja, merna nesigurnost je važan podatak, parametar koji se pridružuje rezultatu merenja i koji odražava rasipanje izmerenih vrednosti. Merna nesigurnost se definiše i prikazuje u cilju njenog smanjenja i otkrivanja faktora koji mogu uticati na mernu nesigurnost.

U opštem slučaju, merna nesigurnost sadrži više komponenti. Neke od njih se mogu oceniti iz statističke raspodele rezultata serije merenja i okarakterisati eksperimentalnom standardnom devijacijom. Druge komponente, koje se takođe mogu okarakterisati standardnom devijacijom, ocenjuju se na osnovu pretpostavljenih raspodela verovatnoće zasnovanih na iskustvu ili drugim informacijama.

Standardna merna nesigurnost se može odrediti metodom ocene tipa A ili ocene tipa B.

Tip A je ocenjivanje merne nesigurnosti statističkom analizom serije rezultata merenja. Statistička sigurnost koja odgovara mernoj nesigurnosti tip A zavisi od statističke raspodele. Može se usvojiti Gausova raspodela.

Tip B je ocenjivanje merne nesigurnosti svim ostalim metodama izuzev statističke analize serija ponovljenih merenja. Mernu nesigurnost tip B prouzrokuju sistematski efekti.

Pri izražavanju merne nesigurnosti najčešće se koriste tri funkcije raspodele: ravnomerna (uniformna, pravougaona), Gausova (normalna) i trougaona.

U proceni merne nesigurnosti, polazilo se od relativne greške merenja iskazane matematičkim modelom merenja

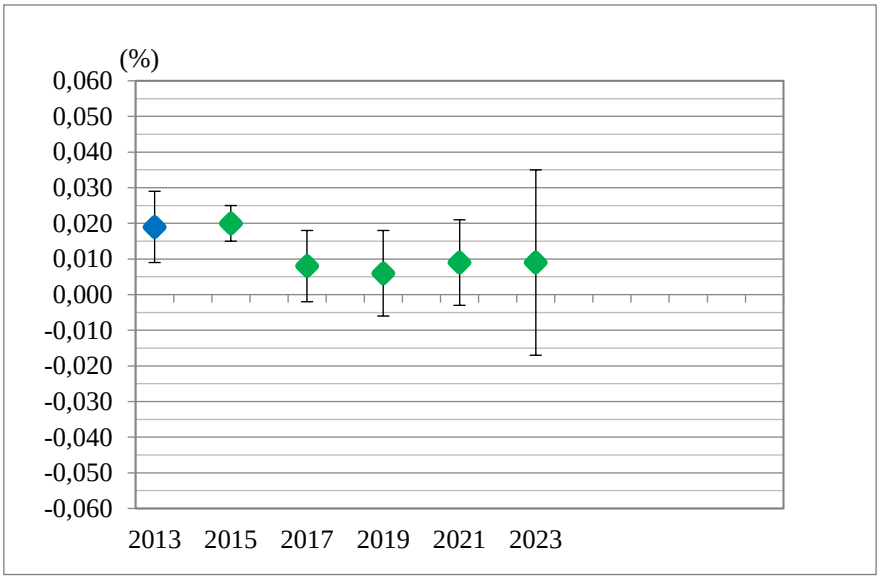
$$e = e_{sr} + \delta_E + \delta_U \qquad (1)$$

gde su:
e – relativna greška merenja, u procentima (%);
e_{sr} – srednja vrednost 10 izmerenih relativnih grešaka merenja, u procentima (%);
δ_E – korekcija relativne greške zbog specifikacije referentnog etalona koju je dao proizvođač, u procentima (%);
δ_U – korekcija relativne greške zbog merne nesigurnosti etaloniranja referentnog etalona, u procentima (%).

Izvori nesigurnosti, saglasno modelu merenja (1) su:
1) nesigurnost usled ponavljanja merenja, tip A, normalna (Gausova) raspodela, broj stepeni slobode je devet;

2) nesigurnost referentnog etalona, tip B, pravougaona (ravnomerna, uniformna) raspodela, broj stepeni slobode je beskonačan;
3) nesigurnost usled etaloniranja referentnog etalona, tip B, normalna (Gausova) raspodela, broj stepeni slobode je 50.

Imajući u vidu karakteristike artefakta (brojilo električne energije), zanemarene su nesigurnosti usled dugoročne stabilnosti referentnog etalona, temperature sredine i uticaja kablova, jer se velika važnost pridaje dostupnim podacima iz istorije etaloniranja etalonske opreme. Odabrani rezultati etaloniranja značajnih mernih tačaka, svakog pojedinačnog etalon brojila se iscrtavaju u odnosu na vreme. Primer praćenja stabilnosti jednog etalon brojila prikazana je na grafikonu 1.



Grafikon 1 Primer praćenja stabilnosti jednog etalon brojila

Iz ovih grafikona i disperzija rezultata etaloniranja može se izračunati zanošenje ili pomak u jednom intervalu etaloniranja. U slučaju veoma stabilne etalonske opreme, zanošenje ili srednji pomak, može se izračunati iz nekoliko intervala etaloniranja.

Za nekorelisane ulazne veličine kombinovana standardna merna nesigurnost data je formulom

$$u_C{}^2 = \sum_{i=1}^{N} (c_i u(x_i))^2 \qquad (2)$$

gde su:
u_c – kombinovana standardna nesigurnost;
c_i – koeficijenti osetljivosti;
$u\ (x_i)$ – standardna nesigurnost pojedinih veličina iz formule (1).

Efektivni broj stepeni slobode je računat prema Welch–Satterthwaite formuli

$$\nu_{eff} = \frac{u_C^4(y)}{\sum_{i=1}^{n} \frac{u_i^4(y)}{\nu_i}} \qquad (3)$$

gde su:
ν_{eff} – efektivni broj stepeni slobode;
u_c – kombinovana standardna nesigurnost;
u_i – standardna nesigurnost pojedinih veličina iz formule (1);
ν_i – efektivni broj stepeni slobode za nesigurnost pojedinih veličina.

Za evaluaciju rezultata i proračun ekvivalentnosti 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 određeni rezultat i kvadrata merne nesigurnosti usvojene referentne vrednosti. Za računanje ovog broja primenjena je formula

$$E_n = \frac{\Delta X_{lab} - \Delta X_{ref}}{\sqrt{U_{lab}^2 + U_{ref}^2}} \quad (4)$$

gde su:
Δx_{lab} – rezultat laboratorije učesnice poređenja;
Δx_{ref} – rezultat referentne dogovorene laboratorije;
U_{lab} – merna nesigurnost laboratorije učesnice za određeni rezultat;
U_{ref} – merna nesigurnost usvojene referentne vrednosti.

Uslov za potvrđivanje ekvivalentnosti rezultata merenja je da apsolutna vrednost E_n broja bude manja ili jednaka 1.

4. OSIGURANJE POVERENJA I POUZDANOST REZULTATA MERENJA

Merenja u laboratorijama se sprovode u referentnim uslovima, a vrednosti temperature sredine i relativne vlažnosti u toku merenja referišu se zajedno sa rezultatima merenja.

Laboratorije referišu srednje vrednosti 10 uzastopnih rezultata merenja u zadatim mernim tačkama.

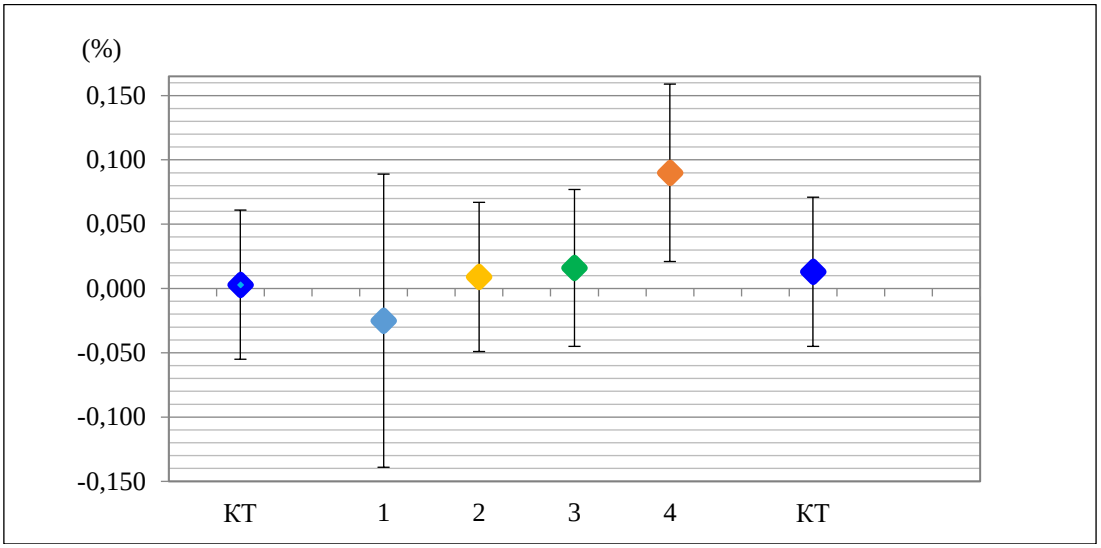
Od međusobno nekorelisane merne nesigurnosti tipa A i tipa B određena je standardna kombinovana merna nesigurnost i proširena (kombinovana) merna nesigurnost, što predstavlja krajnji cilj obrade mernih podataka.

Proračun budžeta merne nesigurnosti sa detaljima merne nesigurnosti dat je na primeru rezultata merenja jedne laboratorije, u specifičnoj formi budžeta merne nesigurnosti, prikazanoj u Tabeli 1.

Tabela 1 Tipična forma budžeta merne nesigurnosti

Veličina X_i	Procena x_i	Standardna merna nesigurnost (x_i) (%)	Raspodela verovatnoće / Metoda vrednovanja (A, B)	Koeficijent osetljivosti c_i	Relativni doprinos merne nesigurnosti $c_i\,u(x)$ (%)	Broj stepeni slobode ν_i
ε_{sr}	0,087	0,002	Tip A	1	0,002	9
u_{B1}	0	0,029	Tip B	1	0,029	∞
u_{B2}	0	0,006	Tip B	1	0,006	50
$\boldsymbol{\varepsilon}$ =	**0,087**	Efektivan broj stepeni slobode ν_{ef} =				331186,214
Kombinovana standardna merna nesigurnost u_C (%)						0,03
Faktor prekrivanja (obuhvata) k =						1,99
Proširena merna nesigurnost $U = k \cdot u_C$ (%)						**0,06**

Primer rezultata proračuna E_n broja prikazan je na grafikonu 2.



Grafikon 2 Primer rezultata proračuna E_n broja

Imajući u vidu da se PT aktivnost vrši među laboratorijama akreditovanim po zahtevima standarda ISO/IEC 17020, kao i stabilnost i uticaj transporta korišćenog artefakta, može se koristiti ''blaži'' uslov da izračunata apsolutna vrednost E_n broja bude manja od 2, opredelili smo se za ''strožiji'' uslov, koji se, uglavnom, primenjuje na poređenjima laboratorija akreditovanim po zahtevima standrada ISO/IEC 17025, te je zadati uslov bio da izračunata apsolutna vrednost E_n broja bude manja od 1. Zadovoljenjem navedenog uslova, dokazuje se ekvivalentnost rezultata merenja u svim laboratorijama učesnicama PT aktivnosti.

5. ZAKLJUČAK

Sagledavanje i analiza sa aspekata različitih kvantitativnih i kvalitativnih parametara praćenja svih procesa u lancu tokova električne energije stvara uslove za preduzimanje odgovarajućih mera i aktivnosti. Razvoj postojećih i primena novih tehnologija, razvoj infrastrukture odgovarajuće tačnosti i pouzdanosti merenja i široko prihvaćeni alati infrastrukture kvaliteta, dovode i do povećanja efikasnosti.

Osim dokazivanja tehničke kompetentnosti, dodatna korist svake PT aktivnosti je u procenjivanju performansi laboratorija i utvrđivanju sposobnosti svake laboratorije za specifična merenja električne energije, što je dodatna mogućnost za stalno napredovanje.

Posebna vrednost polazne, interne PT aktivnosti ogleda se u merenju istog uzorka brojila električne energije, istom mernom metodom, ali korišćenjem etalon brojila različitih proizvođača. Tumačenje rezultata merenja ukazuje na nedovoljnu posvećenost izvršioca merenja samom merenju. Rezultate merenja treba pratiti u nekoliko planiranih serija merenja, kako bi se izbegla greška operatera ili slučajno narušavanje osetljivosti interfejsa za očitavanje impulsa na artefaktu.

Posebna vrednost bilateralnog poređenja ogleda se u „vezivanju" svakog merenja električne energije u laboratorijama Elektrodistribucije Srbije sa nacionalnim etalonom električne energije Republike Srbije. Etalonska brojila KT Elektrodistribucije Srbije etalonirana su u DMDM, te je očekivana širina opsega merne nesigurnosti merenja KT veća od merne nesigurnosti merenja DMDM.

Evaluacije rezultata merenja u kompleksnom poređenju druge interne PT aktivnosti, ukazuju na performanse etalonskih brojila kojima se, u poređenjima, dodeljuje uloga dogovorene referentne vrednosti i zaključuje da je za učešće KT u eksternim PT šemama preporuka izabrati dogovorenu referentnu vrednost laboratorije KT koja koristi etalonsko brojilo određenog proizvođača.

Eksternom PT aktivnošću sa EMS, dokazana je očekivana posledica korišćenja etalonskih brojila različite tačnosti, kroz analizu rasipanja rezultata merenja, te potvrđivanje zaključka prethodne, druge interne PT aktivnosti. Rezultati proračuna E_n broja ukazuju na uticaj tačnosti dogovorenog referentnog etalonskog brojila. Korišćenjem komparatora u svojstvu referentnog etalonskog brojila proračunava se i veća vrednost E_n broja.

Posebna vrednost alternativne PT aktivnosti sa proizvođačima brojila električne energije je verodostojnost rezultata merenja svakog proizvođača, učesnika u ovoj PT aktivnosti, čija se brojila električne energije nalaze na mreži i u upotrebi u distributivnom sistemu Srbije. Potvrđena je ekvivalentnost rezultata merenja električne energije u različitim, kompetentnim laboratorijama, odnosno, prenosno, isporuke brojila tih proizvođača. Dodatna vrednost ove PT aktivnosti je njen međunarodni značaj, jer su laboratorije učesnice akreditovane od strane različitih nacionalnih akreditacionih tela, kao i činjenica da su laboratorije učesnice dokazivale sledivost preko različitih kompetentnih laboratorija za etaloniranje.

Prednost alternativnih PT aktivnosti je smanjenje dodatnih troškova, manja cena učešća u odnosu na inostrane PT šeme i manja cena za organizaciju transporta artefakta ili carinjenja opreme u ili van EU. Dodatna prednost učešća u alternativnim PT aktivnostima je učešće KT u ulozi nosioca PT aktivnosti, sa naznačenom referentnom vrednošću i sledivošću do nacionalnog etalona.

Stečeno korisno iskustvo, uz stalna poboljšanja u organizaciji PT aktivnosti, sigurno će biti iskorišćeno u narednom periodu.

Koristi alternativnih PT aktivnosti ogledaju se u proceni nivoa performansi laboratorija u određenom trenutku, u poređenju postojećih performansi sa prethodnim, u poređenju sopstvenih performansi sa drugim laboratorijama u okviru istog obima, u proceni da li vremenom dolazi do opšteg poboljšavanja performansi, u obezbeđivanju identifikovanja onih laboratorija čije su performanse nezadovoljavajuće i preduzimanje efektivnih korektivnih mera kao i na upozorenje na pad u performansama laboratorije u svrsi podsticanja uvođenja korektivnih mera.

Alternativne PT aktivnosti nisu samo dokazivanje tehničke kompetentnosti resursa laboratorije, ni puko zadovoljavanje pravila nacionalnih akreditacionih tela, već je dodatna mogućnost za stalno napredovanje i potvrđivanje mernih mogućnosti.

Nacionalna akreditaciona tela prepoznaju učinak alternativnih PT aktivnosti i ohrabruju laboratorije 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 17043:2011 Ocenjivanje usaglašenosti - Opšti zahtevi za ispitivanje osposobljenosti
[2] JCGM 100:2008 Evaluation of Measurement Data – Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement
[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] Cincar Vujović, T., „Primenjena metrologija u Elektrodistribuciji Srbije”, UDK: 006.91:621.317(497.11), Časopis Elektroprivreda Godina 3, Broj 1, 2025.

II SAVJETOVANJE O
ELEKTRODISTRIBUTIVNIM MREŽAMA CRNE GORE

15-18. jun 2026, Bečići, Crna Gora

Broj rada: R7-02

NOVA GENERACIJA PAMETNIH BROJILA U CRNOJ GORI: INTEROPERABILNOST, REGULATORNI OKVIR I TRANSFORMACIJA MJERNOG SISTEMA

NEW GENERATION OF SMART METERS IN MONTENEGRO: INTEROPERABILITY, REGULATORY FRAMEWORK AND TRANSFORMATION OF THE METERING SYSTEM

Maja ŽIVKOVIĆ, Crnogorski elektrodistributivni sistem*
Marina MARUNOVIĆ, Crnogorski elektrodistributivni sistem
Dražen JOVANOVIĆ, Crnogorski elektrodistributivni system

KRATAK SADRŽAJ

Crna Gora započinje implementaciju pametnih brojila druge generacije (2G) kao ključni korak u modernizaciji elektrodistributivnog sistema i usklađivanju sa zahtjevima Direktive (EU) 2019/944. Ovaj rad daje pregled relevantnog regulatornog okvira, uključujući odredbe novog Zakona o energetici koje uređuju prava potrošača, pristup podacima, obaveze operatora i zahtjeve interoperabilnosti. Posebna pažnja posvećena je analizi postojećeg sistema mjerenja u Crnoj Gori, dominantnim tipovima komunikacije (PLC, RF, GPRS/3G/4G), arhitekturi AMM sistema prve generacije i ograničenjima koja utiču na dalji razvoj digitalnih usluga.
Rad prikazuje razloge za prelazak na 2G brojila, uključujući potrebu za otvorenim standardima, lokalnim pristupom podacima u realnom vremenu, višeslojnom interoperabilnošću i većom transparentnošću prema potrošačima. Analiziraju se funkcionalni zahtjevi definisani Zakonom o energetici i evropskim standardima, kao i očekivane koristi za potrošače, operatora distributivnog sistema i tržište električne energije. Uporedni pregled evropskih praksi (Italija – Open Meter, Francuska – Linky, Španija – PRIME, Njemačka – Smart Meter Gateway) pozicionira Crnu Goru među zemlje koje prelaze na potpuno interoperabilne i potrošački orijentisane mjernokomunikacione sisteme.
Implementacija 2G brojila predstavlja stratešku investiciju u digitalnu energetsku tranziciju i omogućava transformaciju potrošača iz pasivnog korisnika u aktivnog učesnika tržišta. Ovaj rad pruža tehnički, regulatorni i funkcionalni pregled koji oslikava put Crne Gore ka modernom, transparentnom i interoperabilnom sistemu mjerenja električne energije.

Ključne riječi: pametna brojila druge generacije (2G), interoperabilnost, Zakon o energetici Crne Gore, AMM sistem, digitalna energetska tranzicija

ABSTRACT

Montenegro has initiated the implementation of second-generation smart meters (2G)
as a key step in modernizing its electricity distribution system and aligning with the requirements of Directive (EU) 2019/944. This paper presents an overview of the relevant regulatory framework, including provisions of the new Energy Law governing consumer rights, data access, operator obligations, and interoperability requirements. The analysis includes the current metering infrastructure in Montenegro, dominant communication technologies (PLC, RF, GPRS/3G/4G), and the architecture and limitations of the first-generation Advanced Metering Management (AMM) system.
Particular emphasis is placed on the need for open standards, real-time local data access, multi-layer interoperability, and enhanced transparency towards consumers.
A brief comparison with European implementations (Italy – Open Meter, France – Linky, Spain – PRIME, Germany – Smart Meter Gateway) highlights Montenegro's transition toward a fully interoperable and consumer-oriented metering system.
The deployment of 2G smart meters represents a strategic investment in the digital energy transition and enables the transformation of consumers into active market participants

* Maja Živković, maja.zivkovic@cedis.em; Marina Marunović, marina.marunovic@cedis.me;
Dražen Jovanović, drazen.jovanović@cedis.me

Key words: second-generation smart meters (2G smart metering), interoperability, Energy Law of Montenegro, Advanced Metering Management (AMM), digital energy transition

1. UVOD

Digitalna transformacija elektroenergetskog sektora postala je jedan od ključnih pokretača energetske tranzicije u Evropi. U središtu te transformacije nalazi se modernizacija sistema mjerenja električne energije, koja omogućava prelazak sa tradicionalnog, jednosmjernog i ograničenog mjerenja na napredne, dvosmjerne i interoperabilne mjerno-komunikacione platforme. Pametna brojila druge generacije (2G) predstavljaju tehnološku osnovu za razvoj aktivnih kupaca, integraciju distribuiranih izvora energije, optimizaciju potrošnje i unapređenje upravljanja distributivnom mrežom.

Crna Gora, kao zemlja koja se usklađuje sa evropskim energetskim zakonodavstvom, prepoznala je potrebu za modernizacijom postojećeg sistema mjerenja i prelazak na 2G brojila definisala kao strateški prioritet. Direktiva (EU) 2019/944 [1] i novi Zakon o energetici [2] uvode jasne zahtjeve u pogledu interoperabilnosti, pristupa podacima, potrošačkih prava i tehnološke neutralnosti, čime se stvaraju preduslovi za razvoj naprednih energetskih usluga i tržišta fleksibilnosti. U tom kontekstu, implementacija 2G brojila nije samo tehnički projekat, već i regulatorna, organizaciona i tržišna reforma.

Postojeći AMM sistem prve generacije u Crnoj Gori, iako je omogućio značajan napredak u odnosu na tradicionalno mjerenje, pokazao je ograničenja u pogledu komunikacionih tehnologija, interoperabilnosti, dostupnosti podataka i mogućnosti integracije novih usluga. Ova ograničenja postaju sve izraženija sa rastom broja prosumera, fotonaponskih sistema, električnih vozila i zahtjeva za preciznijim upravljanjem mrežom.

Uvođenje 2G brojila predstavlja odgovor na ove izazove i otvara prostor za razvoj potpuno digitalizovanog, transparentnog i potrošački orijentisanog elektrodistributivnog sistema. Kroz analizu regulatornog okvira, tehničkih zahtjeva, postojećeg stanja i evropskih praksi, ovaj rad prikazuje put Crne Gore ka modernom i interoperabilnom sistemu mjerenja koji omogućava aktivno učešće potrošača i podržava dugoročnu energetsku tranziciju.

2. REGULATORNI OKVIR ZA PAMETNA BROJILA U CRNOJ GORI

Regulatorni okvir koji uređuje uvođenje pametnih brojila druge generacije u Crnoj Gori zasniva se na kombinaciji evropskih i nacionalnih propisa koji zajedno definišu tehničke, funkcionalne i potrošačke zahtjeve. Direktiva (EU) 2019/944 postavlja evropske standarde interoperabilnosti, pristupa podacima i zaštite potrošača, dok novi Zakon o energetici Crne Gore transponuje te zahtjeve u nacionalni pravni sistem. Ovaj okvir dopunjen je podzakonskim aktima, među kojima posebno mjesto zauzimaju Pravila mjerenja, koja detaljno uređuju način obezbjeđivanja podataka krajnjim korisnicima i tehničke uslove interoperabilnosti pametnih brojila.

Direktiva (EU) 2019/944 naglašava da pametna brojila moraju biti zasnovana na otvorenim i standardizovanim tehnologijama koje omogućavaju interoperabilnost između različitih proizvođača i komunikacionih rješenja. Interoperabilnost se posmatra kao preduslov za razvoj konkurentnog tržišta i sprječavanje tehničke zavisnosti od pojedinačnih dobavljača. Direktiva takođe ističe da podaci o potrošnji pripadaju krajnjem korisniku i da mu moraju biti dostupni u realnom vremenu ili blizu realnog vremena, bilo putem lokalnog interfejsa na brojilu, bilo putem digitalnih servisa koje obezbjeđuje operator distributivnog sistema. Time se potrošaču omogućava aktivno upravljanje sopstvenom potrošnjom, korišćenje dinamičkih tarifa i uključivanje u usluge fleksibilnosti. Pored toga, Direktiva zahtijeva visok nivo sajber bezbjednosti i zaštite podataka, uz obaveznu primjenu enkripcije, upravljanja ključevima i kontrolisanog pristupa.

Novi Zakon o energetici Crne Gore preuzima ove zahtjeve i uvodi obavezu operatoru distributivnog sistema da instalira pametna brojila koja ispunjavaju minimalne funkcionalne i tehničke standarde. Zakon precizira da krajnji korisnik ima pravo na pristup podacima o potrošnji, kako lokalno tako i daljinski, te da operator mora obezbijediti tehničke i organizacione uslove za ostvarivanje tog prava. Posebno je naglašena obaveza obezbjeđivanja interoperabilnosti, što podrazumijeva korišćenje otvorenih standarda kao što su DLMS/COSEM [3] i drugih međunarodno priznatih specifikacija.

Ovaj regulatorni okvir dodatno je razrađen u Pravilima mjerenja, koja detaljno definišu način na koji se obezbjeđuje interoperabilnost pametnih brojila i pristup podacima krajnjem korisniku. Pravila predviđaju da operator distributivnog sistema mora omogućiti korisniku pristup podacima iz brojila na dva načina: putem standardizovanog lokalnog interfejsa na samom brojilu ili daljinskim putem, preko centralnog sistema operatora koji podatke preuzima direktno iz brojila. Vrsta lokalnog interfejsa zavisi od tipa ugrađenog brojila i može biti zasnovana na P1 portu ili na PLC komunikaciji.

P1 interfejs je definisan kao fizički RJ-12 priključak u skladu sa DSMR specifikacijom [4], uz obavezu da aplikativni sloj podržava push isporuku podataka prema IDIS specifikaciji. Interfejs mora obezbijediti napajanje za eksterni uređaj korisnika i mora biti dostupan bez uklanjanja metroloških ili drugih plombi, čime se omogućava jednostavno i bezbjedno povezivanje korisničkih uređaja. Alternativno, lokalni pristup može biti ostvaren putem

PLC komunikacije, korišćenjem namjenskog C-kanala predviđenog za lokalnu razmjenu podataka (*Meter&More Association, More than Metering – Chain2*) [5]. Ovaj pristup omogućava korisniku da dobije podatke iz brojila bez fizičkog pristupa uređaju, što je posebno značajno u slučajevima kada je brojilo postavljeno na teško dostupnim lokacijama.
Pravila mjerenja predviđaju da oba tipa interfejsa moraju podržavati standardizovane protokole i formate podataka kako bi se obezbijedila interoperabilnost sa širokim spektrom uređaja i aplikacija za energetsku efikasnost, upravljanje potrošnjom i druge napredne usluge. Operator distributivnog sistema dužan je da korisniku omogući pristup podacima putem jednog od definisanih interfejsa, dok je korisnik odgovoran za obezbjeđivanje kompatibilnog uređaja i podnošenje zahtjeva za aktivaciju pristupa.
Pored lokalnog pristupa, Pravila mjerenja uređuju i daljinski pristup podacima. Operator distributivnog sistema mora obezbijediti da korisnik može dobiti podatke o potrošnji putem digitalnih servisa, uključujući korisničke portale, mobilne aplikacije ili druge bezbjedne komunikacione kanale. Podaci se u tom slučaju preuzimaju iz centralnog sistema operatora, koji ih prikuplja direktno iz brojila. Pravo na daljinski pristup ostvaruje se podnošenjem zahtjeva operatoru, a pristup se omogućava samo korisnicima koji posjeduju pametno brojilo koje ispunjava sve uslove propisane Zakonom o energetici.
Ovakav pristup, koji kombinuje evropske zahtjeve, nacionalni zakon i detaljna pravila mjerenja, stvara sveobuhvatan regulatorni okvir koji omogućava razvoj interoperabilnog, transparentnog i potrošački orijentisanog sistema mjerenja. Time se postavljaju jasni tehnički i organizacioni uslovi za implementaciju pametnih brojila druge generacije i obezbjeđuje da korisnici, operatori i tržišni akteri imaju pouzdan, standardizovan i bezbjedan pristup podacima koji su ključni za digitalnu energetsku tranziciju.

3. POSTOJEĆI SISTEM MJERENJA U CRNOJ GORI I OGRANIČENJA PRVE GENERACIJE AMM SISTEMA

Sistem mjerenja električne energije u Crnoj Gori tokom prethodne decenije prošao je kroz značajnu modernizaciju uvođenjem prve generacije automatskog mjerenja i upravljanja (AMM). Ovaj sistem omogućio je prelazak sa ručnog očitavanja na daljinsko prikupljanje podataka, što je dovelo do smanjenja tehničkih i netehničkih gubitaka, pouzdanijeg obračuna i efikasnijeg upravljanja mrežom. Iako su se brojila prve generacije pokazala kao izuzetno napredna i pouzdana za svoje vrijeme, tehnološka rješenja i arhitektura tog perioda danas pokazuju jasna ograničenja u odnosu na zahtjeve savremene digitalne energetike i evropske standarde interoperabilnosti.
Prva generacija AMM sistema u Crnoj Gori zasniva se prvenstveno na PLC komunikaciji, dominantno u okviru Meters&More tehnologije, koja koristi BPSK modulaciju sa kodovanom brzinom prenosa od 4800 bps [6]. PLC je bio osnovni medijum za većinu brojila, dok su mobilne mreže (GPRS/3G/4G) korišćene za udaljene, tehnički zahtjevne ili komunikaciono problematične lokacije. Ovakva arhitektura omogućila je široku pokrivenost i stabilno očitavanje, ali je istovremeno stvorila heterogenu komunikacionu infrastrukturu sa različitim performansama i ograničenjima. PLC komunikacija je osjetljiva na kvalitet niskonaponske mreže, elektromagnetne smetnje i topologiju, što utiče na pouzdanost i brzinu prenosa. Mobilne komunikacije obezbjeđuju veću stabilnost, ali uz veće operativne troškove i zavisnost od telekomunikacionih operatora.
U periodu 2011–2019 ugrađeno je ukupno 342.849 pametnih brojila prve generacije, čime je pokriveno oko 74% ukupnog konzuma u Crnoj Gori. Ovaj sistem obuhvata i oko 6.885 prosumera, što predstavlja približno 80% svih prosumera u zemlji. Time je prva generacija AMM sistema imala ključnu ulogu u ranom razvoju distribuirane proizvodnje i digitalizacije mjerenja. Međutim, ova brojila sada ulaze u period isteka zakonske ovjere, nalaze se na samom kraju svog amortizacionog vijeka, a operator je već započeo proces njihove prve reovjere i ispitivanja, što dodatno naglašava potrebu za strateškim prelaskom na novu generaciju uređaja.
HES sistem prve generacije projektovan je primarno za obračun i osnovni nadzor, sa ograničenim mogućnostima integracije sa drugim informacionim platformama. Nedostatak standardizovanih aplikativnih interfejsa, ograničena granularnost podataka i nemogućnost obrade u realnom vremenu onemogućavaju primjenu savremenih algoritama za upravljanje opterećenjem, detekciju anomalija, integraciju distribuiranih izvora i optimizaciju rada mreže. Ovakav dizajn bio je adekvatan u periodu kada su pametna brojila služila prvenstveno za daljinsko očitavanje, ali danas predstavlja prepreku razvoju naprednih mrežnih funkcija i digitalnih energetskih usluga.
Jedno od ključnih ograničenja postojećeg sistema odnosi se na nedostatak lokalnog pristupa podacima za krajnje korisnike. Brojila prve generacije ne posjeduju standardizovane interfejse (npr. HAN port, DSMR/COSEM P1) koji bi omogućili potrošačima da u realnom vremenu prate potrošnju, povezuju kućne energetske uređaje ili koriste aplikacije za energetsku efikasnost. Time je onemogućeno ostvarivanje osnovnog principa evropskog zakonodavstva prema kojem podaci pripadaju korisniku i moraju mu biti dostupni bez posrednika. Odsustvo lokalnog interfejsa ograničava i razvoj tržišta energetskih usluga, jer treće strane ne mogu pristupiti podacima ni uz saglasnost korisnika.

Interoperabilnost predstavlja još jedno značajno ograničenje prve generacije AMM sistema.
Pored toga, postojeći sistem ne obezbjeđuje funkcionalnosti koje su danas neophodne za upravljanje modernom distributivnom mrežom. Brojila prve generacije imaju ograničene mogućnosti registracije kvaliteta napona, ne

podržavaju napredne funkcije detekcije anomalija i ne omogućavaju dovoljno brzu razmjenu podataka za potrebe integracije obnovljivih izvora, baterijskih sistema i električnih vozila. Sa rastom broja prosumera i dinamičnijim profilima opterećenja, ove funkcionalnosti postaju ključne za stabilnost i efikasnost sistema.
Sve navedeno ukazuje da je postojeći AMM sistem, iako je predstavljao značajan iskorak u trenutku implementacije i dao izvanredne rezultate za svoje vrijeme, danas ograničen u pogledu interoperabilnosti, dostupnosti podataka, komunikacionih performansi i podrške naprednim funkcijama. Zbog toga je prelazak na pametna brojila druge generacije nužan korak u modernizaciji elektrodistributivnog sistema Crne Gore i usklađivanju sa evropskim standardima i zahtjevima digitalne energetike.

4. RAZLOZI ZA PRELAZAK NA PAMETNA BROJILA DRUGE GENERACIJE

Razlozi za prelazak na pametna brojila druge generacije u Crnoj Gori proističu iz kombinacije regulatornih zahtjeva, tehnoloških ograničenja postojećeg sistema i potrebe za modernizacijom komunikacione infrastrukture koja može podržati savremene energetske usluge. Prva generacija AMM sistema bila je zasnovana na tehnologijama koje su u trenutku implementacije predstavljale značajan napredak, ali danas više ne mogu odgovoriti na zahtjeve interoperabilnosti, pouzdanosti i dostupnosti podataka koje postavlja evropski regulatorni okvir. Posebno se ističu ograničenja u pogledu komunikacionih performansi, mogućnosti integracije distribuiranih izvora energije i nedostatka standardizovanih interfejsa za krajnje korisnike.
Jedan od ključnih razloga za prelazak na 2G brojila jeste potreba za modernim komunikacionim tehnologijama koje obezbjeđuju stabilan, skalabilan i interoperabilan prenos podataka. Brojila prve generacije u Crnoj Gori dominantno koriste PLC komunikaciju zasnovanu na starijim implementacijama koje su osjetljive na kvalitet mreže niskog napona i ne pružaju dovoljno visoke performanse za napredne funkcije. Nasuprot tome, savremena G3-PLC brojila, koja se uvode u okviru 2G generacije, koriste robusniji OFDM prenos, otporniji su na šum i smetnje, podržavaju automatsko formiranje mreže i omogućavaju stabilniju komunikaciju u složenim mrežnim topologijama. G3-PLC takođe omogućava rad na više frekvencijskih kanala, što je posebno važno u mrežama sa različitim nivoima šuma i elektromagnetnih interferencija. Time se postiže veća pouzdanost komunikacije i smanjuje potreba za intervencijama na terenu.
Pored PLC tehnologija, savremena 2G brojila uvode i koncept izmjenjivih komunikacionih modula, što predstavlja značajan iskorak u odnosu na prvu generaciju. Brojila sa izmjenjivim modemima omogućavaju operatoru distributivnog sistema da nezavisno od osnovnog mjernog uređaja bira i mijenja komunikacionu tehnologiju u skladu sa potrebama mreže, dostupnošću telekomunikacionih servisa ili razvojem novih standarda. Ovakav modularni pristup omogućava prelazak sa PLC na LTE-M, NB-IoT, RF mesh ili druge tehnologije bez zamjene samog brojila, čime se značajno smanjuju troškovi i povećava fleksibilnost sistema. U kontekstu Crne Gore, gdje postoje područja sa slabim PLC performansama i lokacije koje zahtijevaju mobilnu komunikaciju, ovakva arhitektura predstavlja ključnu prednost.
Posebno važnu ulogu imaju i PLC brojila koja podržavaju rad na svim kanalima jer omogućavaju operatoru da optimizuje komunikacionu mrežu u zavisnosti od lokalnih uslova.
RF mesh tehnologija predstavlja još jedan element koji opravdava prelazak na 2G brojila. Dok je RF u prvoj generaciji bio korišćen sporadično i bez standardizovanog pristupa, savremena RF mesh rješenja omogućavaju automatsko formiranje mreže, višestruke putanje prenosa podataka i visoku otpornost na pojedinačne tačke kvara. U kombinaciji sa G3-PLC tehnologijom, RF mesh omogućava hibridne komunikacione arhitekture koje značajno povećavaju pouzdanost sistema, posebno u područjima gdje PLC komunikacija nije stabilna zbog specifičnih karakteristika mreže niskog napona.
Pored komunikacionih aspekata, prelazak na 2G brojila opravdan je i potrebom za obezbjeđivanjem lokalnog pristupa podacima u realnom vremenu, što je zahtjev koji proizilazi iz Direktive (EU) 2019/944 i nacionalnog zakonodavstva. Brojila prve generacije u Crnoj Gori ne posjeduju standardizovane lokalne interfejse, dok 2G brojila uvode P1 port, PLC lokalni kanal ili druge standardizovane interfejse koji omogućavaju korisnicima da direktno pristupe svojim podacima i povežu kućne energetske uređaje. Ovakav pristup otvara prostor za razvoj naprednih energetskih usluga, uključujući upravljanje potrošnjom, optimizaciju rada kućnih fotonaponskih sistema i integraciju baterijskih uređaja.
Na kraju, prelazak na 2G brojila predstavlja i strateški odgovor na rastuće zahtjeve za integracijom distribuiranih izvora energije, električnih vozila i fleksibilnosti potrošnje. Savremena brojila omogućavaju detaljniju registraciju kvaliteta napona, bržu razmjenu podataka i podršku za napredne funkcije koje su neophodne za upravljanje dinamičnim i decentralizovanim energetskim sistemom. U tom smislu, 2G brojila nisu samo zamjena postojećih uređaja, već ključna infrastruktura za digitalnu transformaciju elektrodistributivnog sistema Crne Gore.

5. IMPLEMENTACIJE PAMETNIH BROJILA DRUGE GENERACIJE

Uvođenje pametnih brojila druge generacije u Crnoj Gori predstavlja ključnu tačku prelaska sa tradicionalnog mjerenja na potpuno digitalizovan, interoperabilan i potrošački orijentisan sistem. Koristi koje proizilaze iz ove transformacije višeslojne su i obuhvataju krajnje korisnike, operatora distributivnog sistema i šire tržište električne

energije. Za razliku od prve generacije AMM sistema, čije su koristi bile dominantno operativne i vezane za obračun, 2G brojila omogućavaju razvoj naprednih energetskih usluga, aktivno učešće potrošača i efikasnije upravljanje mrežom u uslovima sve veće decentralizacije i integracije obnovljivih izvora.
Sa stanovišta krajnjeg korisnika, najvažnija promjena odnosi se na dostupnost podataka u realnom vremenu i mogućnost direktnog pristupa tim podacima putem standardizovanih lokalnih interfejsa. P1 port, lokalni PLC kanal ili drugi standardizovani interfejsi omogućavaju korisnicima da prate svoju potrošnju, optimizuju upotrebu električne energije i povežu kućne energetske uređaje, uključujući fotonaponske sisteme, baterije i pametne kućne kontrolere. Ovakav pristup podacima omogućava korisnicima da donose informisane odluke, smanjuju troškove i aktivno učestvuju u energetskom sistemu, što je u potpunosti u skladu sa evropskim konceptom aktivnog kupca. Transparentnost podataka takođe povećava povjerenje u obračun i smanjuje broj reklamacija, jer korisnik ima uvid u sve relevantne informacije bez posrednika.

Za operatora distributivnog sistema koristi su još izraženije. Implementacija 2G brojila omogućava prikupljanje podataka visoke granularnosti, što predstavlja osnovu za napredne analitičke funkcije, uključujući detekciju kvarova, identifikaciju gubitaka, upravljanje opterećenjem i optimizaciju rada mreže. Registracija kvaliteta napona u skladu sa EN 50160 standardom omogućava operatoru da precizno identifikuje probleme u mreži, planira investicije i poboljša kvalitet napajanja. Napredne komunikacione tehnologije, uključujući G3-PLC, RF mesh i mobilne mreže nove generacije, omogućavaju stabilniju i pouzdaniju komunikaciju, što smanjuje potrebu za terenskim intervencijama i povećava efikasnost poslovanja. Modularna arhitektura brojila sa izmjenjivim komunikacionim modulima dodatno smanjuje troškove održavanja i omogućava operatoru da se prilagođava tehnološkim promjenama bez zamjene osnovnog mjernog uređaja.

U tom kontekstu, Crna Gora je već započela implementaciju nove generacije brojila. Do sada je ugrađeno oko 9.800 brojila nove generacije zasnovanih na Meters&More tehnologiji. Ova brojila, pored osnovnog PLC kanala, posjeduju i Chain2 (C2) interfejs za komunikaciju sa potrošačem, kao i RF komunikaciju kao dodatni kanal, čime se obezbjeđuje veća pouzdanost i fleksibilnost u različitim mrežnim uslovima. Do kraja godine planira se ugradnja još oko 5.000 brojila ovog tipa.

Paralelno sa tim, u sistemu je već instalirano skoro 30.000 G3-PLC brojila, a do kraja godine planira se ugradnja najmanje 70.000 novih G3-PLC brojila, dominantno kroz proces ovjera i zamjene brojila prve generacije. Ova brojila posjeduju P1 port za lokalni pristup podacima i izmjenjivi komunikacioni modul, što omogućava dugoročnu tehnološku održivost i prilagodljivost budućim komunikacionim standardima.

Na nivou tržišta električne energije, implementacija 2G brojila otvara prostor za razvoj potpuno novih usluga i poslovnih modela. Dostupnost podataka u realnom vremenu omogućava primjenu dinamičkih tarifa, razvoj agregatora fleksibilnosti i uključivanje potrošača u balansiranje sistema.

Tržište energetskih usluga dobija mogućnost razvoja aplikacija i servisa koji se oslanjaju na standardizovane interfejse i interoperabilne podatke, što podstiče inovacije i konkurenciju.

Implementacija 2G brojila takođe doprinosi ispunjavanju evropskih ciljeva u pogledu energetske efikasnosti, smanjenja emisija i povećanja udjela obnovljivih izvora energije. Precizniji podaci omogućavaju bolje planiranje i upravljanje potrošnjom, dok napredne funkcije brojila podržavaju integraciju distribuiranih izvora i razvoj fleksibilnosti. Time se stvara osnova za modernu, decentralizovanu i digitalizovanu energetsku infrastrukturu koja može odgovoriti na izazove energetske tranzicije.
Sve ove koristi zajedno pokazuju da implementacija pametnih brojila druge generacije nije samo tehnička nadogradnja postojećeg sistema, već strateška investicija u budućnost elektrodistributivnog sistema Crne Gore. Ona omogućava potrošačima veću kontrolu, operatoru efikasnije upravljanje, a tržištu razvoj novih usluga i poslovnih modela. U tom smislu, 2G brojila predstavljaju ključnu infrastrukturu za digitalnu energetsku tranziciju i osnovu za izgradnju modernog, transparentnog i interoperabilnog energetskog sistema.

6. ZAKLJUČAK

Implementacija pametnih brojila druge generacije u Crnoj Gori predstavlja mnogo više od tehničke nadogradnje postojećeg sistema mjerenja. Ona označava prelazak na potpuno novi koncept upravljanja distributivnom mrežom, u kojem podaci postaju centralni resurs, a interoperabilnost, transparentnost i digitalna dostupnost ključni principi funkcionisanja. U takvom sistemu brojilo više nije samo mjerni instrument, već komunikacioni čvor, izvor podataka u realnom vremenu i osnovna infrastruktura za razvoj naprednih energetskih usluga.
Regulatorni okvir, zasnovan na Direktivi (EU) 2019/944 i novom Zakonu o energetici, jasno definiše obaveze operatora distributivnog sistema i prava krajnjih korisnika, stvarajući uslove za razvoj modernog, otvorenog i tehnološki neutralnog mjerno-komunikacionog sistema. Uvođenje standardizovanih lokalnih interfejsa,

mogućnost daljinskog pristupa podacima i obaveza primjene otvorenih protokola predstavljaju ključne elemente koji omogućavaju potrošačima da postanu aktivni učesnici tržišta, a operatoru da efikasnije upravlja mrežom.

Analiza postojećeg AMM sistema pokazuje da prva generacija brojila, iako je donijela značajan napredak, više ne može odgovoriti na zahtjeve savremene energetike. Ograničenja u pogledu komunikacionih performansi, nedostatak interoperabilnosti, odsustvo lokalnog pristupa podacima i nemogućnost integracije naprednih funkcija jasno ukazuju na potrebu za modernizacijom. U tom kontekstu, 2G brojila, opremljena G3-PLC tehnologijom, RF mesh komunikacijom, izmjenjivim modemima i podrškom za sve PLC kanale, predstavljaju rješenje koje omogućava stabilnu, skalabilnu i dugoročno održivu komunikacionu infrastrukturu.

Funkcionalni zahtjevi definisani za 2G brojila obuhvataju širok spektar naprednih mogućnosti, uključujući registraciju kvaliteta napona, dvosmjerno mjerenje, lokalni i daljinski pristup podacima, modularnu komunikacionu arhitekturu i visok nivo sajber bezbjednosti. Ove funkcionalnosti omogućavaju operatoru distributivnog sistema da pređe sa reaktivnog na proaktivno upravljanje mrežom, dok korisnicima pružaju veću kontrolu nad potrošnjom i mogućnost integracije kućnih energetskih sistema.

Očekivane koristi od implementacije 2G brojila višestruke su i obuhvataju sve učesnike energetskog sistema. Krajnji korisnici dobijaju transparentnost, kontrolu i mogućnost aktivnog učešća; operator dobija pouzdanije podatke, efikasnije upravljanje i smanjenje operativnih troškova, a tržište dobija osnovu za razvoj fleksibilnosti, dinamičkih tarifa i novih energetskih usluga. Time se stvaraju uslovi za modernu, decentralizovanu i digitalizovanu energetsku infrastrukturu koja može odgovoriti na izazove energetske tranzicije.

U konačnom, prelazak na pametna brojila druge generacije predstavlja stratešku investiciju u budućnost elektrodistributivnog sistema Crne Gore. Ona omogućava usklađivanje sa evropskim standardima, otvara prostor za inovacije i postavlja temelje za energetski sistem u kojem su podaci, interoperabilnost i digitalne usluge jednako važni kao i fizička infrastruktura. Ovaj proces transformiše potrošača iz pasivnog korisnika u aktivnog učesnika tržišta i predstavlja ključni korak ka modernom, transparentnom i održivom energetskom sektoru.

LITERATURA

[1] European Parliament and Council, 2019, “Directive (EU) 2019/944 on common rules for the internal market for electricity”, Official Journal of the European Union, L158, pp. 125–199
[2] Ministarstvo energetike i rudarstva Crne Gore, 2025, “Zakon o energetici”, Službeni list Crne Gore, br. 28/2025
[3] DLMS User Association, 2023, “DLMS/COSEM – Device Language Message Specification / Companion Specification for Energy Metering”, Blue Book, Edition 14, pp. 1–450
[4] Netbeheer Nederland, 2023, “DSMR – Dutch Smart Meter Requirements: P1 Companion Standard”, DSMR P1 Specification
[5] Meter&More Association, 2022, “More than Metering – Chain2 (C2) Specification: Meter&More Standard for Advanced Smart Metering Systems”
[6] Meter&More Association, 2018, “Meters and More Communication Protocol – Technical Specification”, Meters&More PLC Specification

CIRED
CRNA GORA