

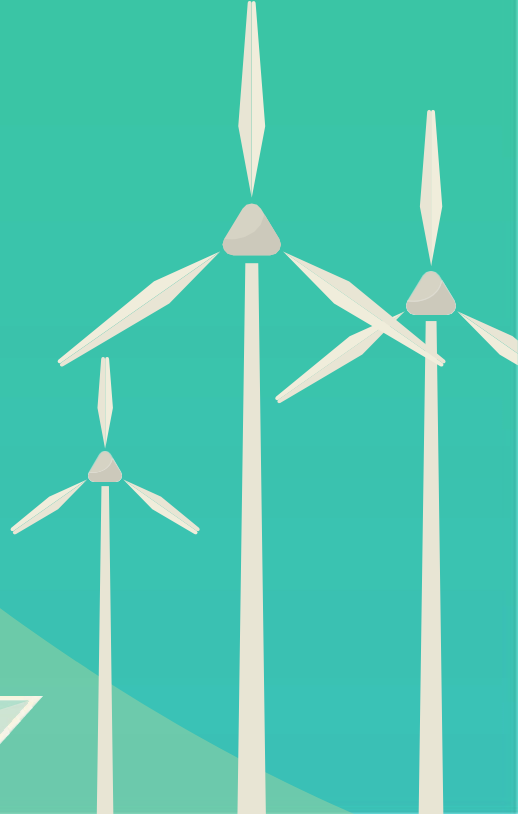
ISSN 0354-8651



List Saveza energetičara
Broj 2 / Godina XXVII / Jun 2025.

energija

| ekonomija | ekologija



Energija / Ekonomija / Ekologija

Broj 2, Jun 2025

Izdavač:

Savez energetičara
Bulevar kralja Aleksandra 73, 11020 Beograd
e-mail: info@savezenergeticara.org
<http://www.savezenergeticara.org>

Suizdavači:

Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet,
Univerzitet u Beogradu, Mašinski fakultet,
Fakultet inženjerskih nauka Univerziteta u Kragujevcu

Predsednik Saveza energetičara:

prof. dr Nikola Rajaković

Predsednik Skupštine Saveza energetičara:

prof. dr Milun Babić

Glavni i odgovorni urednik:

prof. dr Dušan Gordić, Fakultet inženjerskih nauka, Kragujevac

Uređivački odbor i izdavački savet:

prof. dr Željko Đurišić, Elektrotehnički fakultet, Beograda
prof. dr Dejan Ivezić, Rudarsko-geološki fakultet, Beograd
prof. dr Mirko Komatina, Mašinski fakultet, Beograd
prof. dr Miloš Banjac, Mašinski fakultet, Beograd
prof. dr Vladimir Popović, Mašinski fakultet, Beograd
prof. dr Vladimir Stevanović, Mašinski fakultet, Beogradu
prof. dr Željko Despotović, Institut Mihailo Pupin, Beograd
prof. dr Vanja Šušteršić, Fakultet inženjerskih nauka, Kragujevac
prof. dr Petar Đukić, Tehnološko-metalurški fakultet, Beograd
prof. dr Nenad Đajić, Akademija inženjerskih nauka Srbije
prof. dr Damir Đaković, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad
dr Vladimir Šiljkut, JP Elektroprivreda Republike Srbije
v. prof. dr Vladimir Vukašinović, Fakultet inženjerskih nauka, Kragujevac
docent dr Tomislav Rajić, Elektrotehnički fakultet, Beograd
dr Iva Batić, Elektrotehnički fakultet, Beograd
prof. dr Jovica V. Milanović, The University of Manchester, Velika Britanija
prof. Vladimir Terzija, Humboldt Fellow, IEEE Fellow, EiC Elsevier IJEPES
prof. dr Adriana Sida Manea, Politehnica University Timisoara, Rumunija
prof. dr Neven Duić, Fakultet strojarstva i brodogradnje, Zagreb, Hrvatska
prof. dr Rade Čirić, University of Agder, Norveška
prof. dr Nataša Markovska, MANU Skopje, Severna Makedonija
dr Stanko Janković, TenneT TSO GmbH, Savezna Republika Nemačka
prof. dr Mirza Kušljagić, Fakultet elektrotehnike, Tuzla, BiH
prof. dr Peter Virtič, Univerzitet u Mariboru, Slovenija
prof. dr Predrag Popovski, Mašinski fakultet Skopje, Severna Makedonija
dr Ilija Batas-Bijelić, Generalni sekretar Saveza, Institut tehničkih nauka SANU

Priprema, tehnička i jezička obrada:

Savez energetičara

Štamparija:

Mašinac, Kragujevac

Tiraž:

100

UDK

620.9
338:620.9
502:620.9

COBISS.SR-ID 108696839

Časopis izlazi četiri puta godišnje

*Radovi su recenzirani uz tehničku obradu.
Nijedan deo ove publikacije ne može biti
reprodukovano, presnimavano ili prenošeno bez
prethodne saglasnosti Izdavača.*



Sadržaj

- [01] Aleksandar MADŽAREVIĆ, Boban PAVLOVIĆ, Dušan MOJIĆ, Dejan IVEZIĆ, Marija ŽIVKOVIĆ
Domaćinstva i energetska tranzicija u Republici Srbiji: pravni okvir i stvarna praksa / Households and Energy Transition in the Republic of Serbia: Legislative Frameworks and Real Practice
- [08] Doroteja ZAREV, Jelena STOJKOVIĆ TERZIĆ, Jovan TRIFUNOVIĆ
Određivanje optimalne lokacije i snage solarne elektrane u cilju poboljšanja naponske stabilnosti / Optimal Placement and Sizing of Solar Power Plant for Voltage Stability Improvement
- [15] Aleksandra PRAŠČEVIĆ, Milutin JEŠIĆ
Izazovi za energetski sektor i uticaj energetske inflacije na inflaciju u zemljama Jugoistočne Evrope / Challenges for the Energy Sector and the Impact of Energy Inflation on Inflation in Southeast European Countries
- [25] Aleksej ŽILOVIĆ, Luka STREZOSKI, Chad ABBEY
Microgrids – Current Developments and Challenges / Mikromreže - trenutni razvoj i izazovi
- [34] Vladimir BEČEJAC, Aleksandar GEORGIEV, Milan TRIFUNOVIĆ, Damjan ILIĆ
Implementacija i benefiti Imbalance netting i Imbalance Netting Optimization Module u elektroenergetskom sistemu Srbije / Implementation and Benefits of Imbalance Netting and the Imbalance Netting Optimization Module in the Power System of Serbia

- [41] Željko ĐURIĆ, Vladimir VUKAŠINOVIĆ, Dušan GORDIĆ, Ivan GRUJIĆ, Nadica STOJANOVIĆ
Eksperimentalno istraživanje ekoloških pokazatelja i procesa sagorevanja dizel motora za slučaj primene biodizela i bioetanola /
Experimental Research of Environmental Indicators and Combustion Processes of Diesel Engines for the Case of Application of Biodiesel and Bioethanol

- [50] Tina DAŠIĆ, Ljubodrag SAVIĆ, Miloš STANIĆ, Andrijana TODOROVIĆ, Marija MILIĆ, Milan TUMARA
Primer metodologije za izbor perspektivnih lokacija za izgradnju reverzibilnih hidroelektrana / A Methodology for Selecting Suitable Sites for Pumped-Storage Hydropower Plants

- [59] Bojan IVANOVIĆ, Tomislav RAJIĆ
Komparativna analiza rada modula za ispitivanje naponske stabilnosti CASE a i PowerFactory / Comparative Analysis of CASE and PowerFactory Voltage Stability Modules

- [67] Samed MUŠOVIĆ, Saša ŠTATKIĆ, Željko V. DESPOTOVIĆ
Projektovanje i održavanje električnih instalacija solarnih elektrana za napajanje baznih stanica mobilne telefonije / Design and Maintenance of Electrical Installations for Solar Power Plants Supplying Mobile Telephony Base Stations

- [75] Milan IVEZIĆ, Ivana VLAJIĆ-NAUMOVSKA, Aleksandra GRUJIĆ, Neša RAŠIĆ, Miloš BORAK
Predikcija proizvodnje krovne fotonaponske elektrane softverskim alatom System Advisor Model (SAM) sa validacijom rezultata / Prediction of Rooftop Photovoltaic Power Plant Production Using the System Advisor Model (SAM) Software with Results Validation

Domaćinstva i energetska tranzicija u Republici Srbiji: pravni okvir i stvarna praksa

Aleksandar Madžarević*, Boban Pavlović*, Dušan Mojić**, Dejan Ivezić*, Marija Živković*

* Rudarsko-geološki fakultet, Univerzitet u Beogradu, Dušina 7, Beograd, Srbija

** Filozofski fakultet, Univerzitet u Beogradu, Čika Ljubina 18-20, Beograd, Srbija

Rezime - Domaćinstva su među ključnim akterima u procesu energetske tranzicije. Ovaj sektor ima najveći udeo u potrošnji finalne energije, pružajući veliku mogućnost za smanjenje energetskeg intenziteta, emisije zagađujućih materija i gasova sa efektom staklene bašte, prelazak na obnovljive izvore energije (OIE) i povećanje energetske samodovoljnosti. Ipak, proces tranzicije u domaćinstvima prati visok nivo neizvesnosti na putu napretka.

Stoga, ovaj rad ima za cilj da proširi bazu znanja o energetskeg tranziciji u domaćinstvima. Politički i zakonski okvir definišu okruženje energetske tranzicije i zbog toga su predstavljeni glavni politički i pravni dokumenti EU i Srbije koji se odnose na uloge domaćinstava u energetskeg sektoru.

Pored toga, da bi se pružio dublji uvid u energetske navike, ponašanja i stavove u sektoru domaćinstava u Srbiji, sprovedena je sveobuhvatna anketa domaćinstava. Rezultati identifikuju ključne pokretače i prepreke koje oblikuju potrošnju energije u domaćinstvu, pružajući čvrst okvir za donosiocel odluka i relevantne zainteresovane strane. Ovaj okvir olakšava razvoj strategija koje podstiču energetskeg tranziciju, uzimajući u obzir specifičan društveno-kulturni kontekst Srbije. U radu se naglašava važnost usklađivanja nacionalnih politika sa standardima EU i korišćenja pouzdanih i kredibilnih podataka na nivou domaćinstava za efikasno rešavanje energetskeg izazova.

Ključne reči – domaćinstva, energetska tranzicija, energetske navike, anketa, OIE, Republika Srbija

I UVOD

Energetska tranzicija, koja podrazumeva postepeno smanjenje Eupotrebe fosilnih goriva kroz unapređenje energetske efikasnosti i povećanu integraciju obnovljivih izvora energije (OIE), postala je jedno od centralnih pitanja u globalnim energetskeg politikama tokom poslednje decenije [1]. Ovaj proces označava suštinsku promenu u načinu na koji društva proizvode, distribuiraju i troše energiju, donoseći sa sobom brojne izazove. Ključna pitanja koja se nameću odnose se na sigurnost energetskeg snabdevanja, pravičnost tranzicije, ekonomski razvoj i dugoročnu održivost [2]. Pored tehničkih i institucionalnih aspekata, energetska tranzicija ima širok uticaj na društvene, kulturne i ekonomske prilike, čineći je složenim i višeslojnim procesom [3].

Međunarodna zajednica sve više prepoznaje energetskeg tranziciju kao ključnu strategiju za osiguravanje pristupačne i stabilne cene energije, smanjenje oslanjanja na uvoz energenata i istovremeno

borbu protiv klimatskih promena [4]. Evropska unija (EU) je, kroz Evropski zeleni dogovor, postavila ambiciozne ciljeve kako bi ostvarila održiviji energetskeg sistem. Među glavnim ciljevima ovog plana su smanjenje emisije gasova sa efektom staklene bašte (GHG) za najmanje 55% do 2030. godine i postizanje karbonske neutralnosti do 2050. godine. Ove mere su usmerene na ubrzavanje prelaska na čistu energiju, povećanje energetske efikasnosti i uvođenje inovativnih tehnologija u sektorima koji su tradicionalno zavisni od fosilnih goriva.

Sektor domaćinstava igra ključnu ulogu u procesu energetske tranzicije u Evropskoj uniji, ali i u Srbiji, s obzirom na njegov značajan potencijal za unapređenje energetske efikasnosti i smanjenje negativnog uticaja na životnu sredinu [5]. Ova oblast pruža mogućnosti za smanjenje energetske intenzivnosti, ograničavanje emisije štetnih gasova i prelazak na obnovljive izvore energije (OIE) [6], čime se povećava energetska nezavisnost [7].

Iako predstavlja važan segment tranzicije, domaćinstva su ujedno i jedan od najkompleksnijih sektora za planiranje dugoročnih energetskeg politika [8]. Razlog za to leži u raznovrsnosti potrošačkih navika, tehničkih mogućnosti za renoviranje stambenog fonda i ekonomskih faktora koji utiču na donošenje odluka o prelasku na energetskeg efikasnije sisteme [4]. Međutim, upravo zbog te raznolikosti, ovaj sektor nudi ogroman prostor za primenu mera koje mogu doneti značajne energetske uštede i poboljšati efikasnost potrošnje energije [9].

Povećanje energetske efikasnosti u domaćinstvima moguće je kroz unapređenje termoizolacije zgrada [10], zamenu zastarelih sistema grejanja [11, 12], korišćenje savremenih energetskeg efikasnih uređaja [13] i uvođenje pametnih sistema upravljanja potrošnjom energije [14]. Ove mere ne samo da doprinose smanjenju ukupne potrošnje energije, već i poboljšavaju kvalitet života građana kroz smanjenje troškova za energente i poboljšanje uslova stanovanja. S obzirom na značaj domaćinstava u ukupnoj energetskeg potrošnji, njihova aktivna uloga u energetskeg tranziciji ključna je za ostvarenje dugoročnih ciljeva održivog razvoja i smanjenja emisije gasova sa efektom staklene bašte.

Ovaj rad donosi sveobuhvatnu analizu energetske potrošnje domaćinstava u Srbiji, istražujući njihove navike, ponašanja i stavove prema energetskeg tranziciji. Kroz sprovedenu anketu, prikupljeni su ključni podaci koji osvetljavaju energetske, ekološke, finansijske i socio-ekonomske faktore koji oblikuju način na koji domaćinstva koriste energiju. Ovi podaci

predstavljaju osnovu za modelovanje energetske sisteme u domaćinstvima, omogućavajući dublje razumevanje mogućnosti i izazova u prelasku na održivije izvore energije.

Analiza ankete omogućava identifikaciju ključnih pokretača i prepreka energetske tranzicije u domaćinstvima, pri čemu su posebnu pažnju privukli socio-ekonomski faktori koji utiču na potrošačke navike i stavove prema obnovljivim izvorima energije (OIE). Na osnovu rezultata istraživanja i analize trenutnog zakonodavnog okvira u Republici Srbiji, uzimajući u obzir njegovu usklađenost sa propisima Evropske unije, ovaj rad pruža konkretne preporuke za povećanje stepena integracije OIE u domaćinstvima.

Pored tehničkih aspekata, sadržaj rada naglašava važnost društvenih i ekonomskih faktora koji mogu ubrzati ili usporiti energetske tranzicije. U tom kontekstu, rad ističe značaj kreiranja politika koje će olakšati prelazak na održivije energetske sisteme, uzimajući u obzir lokalne specifičnosti i potrebe građana. Usklađivanje nacionalnih strategija sa EU standardima i oslanjanje na empirijske podatke ključni su za donošenje efikasnih i realističnih odluka u oblasti energetske politike.

Dobijeni nalazi mogu poslužiti kao osnova za kreiranje ciljanih mera podrške, subvencija i regulatornih okvira koji bi omogućili veću primenu energetske efikasne tehnologije i obnovljivih izvora energije, čime bi se doprinosilo globalnim naporima u borbi protiv klimatskih promena i ostvarivanju ciljeva održivog razvoja.

II ENERGETSKA POLITIKA I ZAKONODAVSTVO

Energetska tranzicija u sektoru domaćinstava zahteva jasno definisan politički i zakonodavni okvir koji postavlja temelje za unapređenje energetske efikasnosti i povećanje učešća obnovljivih izvora energije. U ovom poglavlju analiziraće se ključni regulativni dokumenti Evropske unije i Srbije, uzimajući u obzir njihovu hronološku evoluciju i relevantnost za sektor domaćinstava. Poseban fokus biće stavljen na EU regulative i direktive, kao i domaće zakone koji su usklađeni sa evropskim standardima. Cilj analize je da se pruži uvid u strateške smernice koje oblikuju energetske politike i da se identifikuju ključne mere koje mogu doprineti efikasnijoj i održivoj potrošnji energije u domaćinstvima.

Ključne direktive i regulative u EU su Direktiva o energetske efikasnosti zgrada [15], Direktiva o energetske efikasnosti (EED) [16], Direktiva o obnovljivim izvorima energije [17], Uredba o upravljanju energetskom unijom i delovanju u oblasti klime (Uredba o upravljanju ili engl. - GR) [18] i Evropski klimatski zakon [19].

Direktiva o energetske efikasnosti zgrada (engl. *Energy Performance of Buildings Directive* - EPBD) predstavlja ključni regulatorni okvir Evropske unije koji usmerava proces energetske tranzicije u sektoru građevinarstva. Poslednje izmene, donete 2018. godine, usmerene su na potpunu dekarbonizaciju fonda zgrada do 2050. godine, uz poseban akcenat na modernizaciju i renoviranje objekata [9]. Prema EPBD-u, sve države članice EU obavezne su da razviju dugoročnu strategiju renoviranja (engl. *long term renovation strategy* - LTRS) kako bi postepeno unapredile energetske karakteristike svojih zgrada, a

ova strategija treba da bude deo njihovog integrisanog nacionalnog energetske i klimatske plana (INEKP) država članica [9].

Jedan od ključnih instrumenata direktive jeste energetske pasoš (engl. *energy performance certificate* - EPC), koji omogućava procenu energetske efikasnosti zgrada i daje smernice za poboljšanje njihovih energetske performansi. Države članice su obavezne da postepeno poboljšavaju energetske razrede objekata, pri čemu bi do 2030. godine svi stambeni objekti trebalo da dostignu najmanje razred E, a do 2033. godine razred D. Takođe, EPBD podstiče integraciju obnovljivih izvora energije, posebno kroz projektovanje novih objekata na način koji omogućava jednostavnu instalaciju solarnih panela i maksimalno iskorišćenje solarne energije.

Direktiva o energetske efikasnosti (EED) uspostavlja pravni okvir EU u ovoj oblasti. Značaj energetske efikasnosti kao ključnog faktora za sigurnost snabdevanja energijom je prepoznat još tokom naftnih kriza 1970-ih od strane zemalja Evropske Unije. Od tada su razvijene brojne politike usmerene na unapređenje energetske efikasnosti u različitim sektorima privrede. U poslednje vreme, njen značaj dodatno raste u kontekstu Pariskog sporazuma i napora da se globalno zagrevanje ograniči na 1,5 °C [16]. Ova Direktiva je prvobitno doneta 2012. godine, definisala je cilj smanjenja potrošnje energije za 20% do 2020. godine, dok je njenom revizijom iz 2018. godine taj cilj povećan na 32,5% do 2030. godine. Kako zgrade u EU čine oko 40% ukupne potrošnje energije, a većina njih je energetske neefikasna, neophodno je sprovesti mere renoviranja i povećanja energetske efikasnosti. Osim toga, EED adresira i problem energetske siromaštva, obavezujući države članice da usvoje mere za podršku ugroženim domaćinstvima. Takođe, uvodi standard daljinskog očitavanja merača potrošnje energije u novim zgradama, dok će od 2027. godine ova obaveza važiti i za postojeće objekte.

Direktiva o obnovljivim izvorima energije predstavlja ključni deo energetske politike EU, usmerene na smanjenje emisija gasova sa efektom staklene bašte i usklađivanje sa Pariskim sporazumom [17, 20]. Postavljen je cilj da najmanje 32% ukupne finalne potrošnje energije do 2030. godine dolazi iz obnovljivih izvora, dok države članice mogu definisati ambicioznije nacionalne ciljeve u svojim energetskim i klimatskim planovima [17]. Direktiva propisuje godišnji rast udela OIE u sektoru grejanja i hlađenja za 1,3%, uz omogućavanje potrošačima da proizvode sopstvenu obnovljivu energiju i isključe se iz neefikasnih sistema grejanja. Takođe, države su obavezne da kroz građevinske propise podstiču veću upotrebu OIE u novim i renoviranim objektima [17].

Uredba o upravljanju energetskom unijom i delovanju u oblasti klime definiše okvir za planiranje i praćenje klimatske i energetske politike u EU. Države članice su obavezne da izrađuju Nacionalne energetske i klimatske planove (NECP) koji prikazuju strategije za dostizanje klimatskih ciljeva, a njihova revizija se vrši na svakih deset godina [18]. Takođe, Uredba propisuje izradu dugoročnih strategija (LTS) sa fokusom na smanjenje emisija u svim sektorima do 2050. godine. Evropska komisija prati sprovođenje ovih strategija i procenjuje njihov doprinos ciljevima održivog razvoja i Pariskom sporazumu [18].

Evropski klimatski zakon uspostavlja obavezujući okvir za postizanje klimatske neutralnosti EU do 2050. godine. Predviđa smanjenje neto emisija gasova staklene bašte za najmanje 55% do 2030. godine u odnosu na nivoe iz 1990. godine, uz ograničenje neto uklanjanja emisija na 225 miliona tona CO₂ ekvivalenta [19].

Evropska komisija je zadužena za redovno praćenje napretka i ocenu usklađenosti mera država članica sa klimatskim ciljevima. Pored toga, svaka država članica mora osnovati savetodavno telo za klimu i dostaviti Evropskoj komisiji svoju dugoročnu strategiju do 2029. godine, uz obavezu ažuriranja na svakih deset godina [20].

U poslednjih 5 godina, Republika Srbija je implementirala značajne promene u svom pravnom okviru u oblasti energetike i klimatskih promena. Ove reforme uključuju donošenje ključnih zakonodavnih akata, kao što su Zakon o izmenama i dopunama Zakona o energetici, Zakon o energetske efikasnosti i racionalnoj upotrebi energije, Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije, Zakon o izmenama i dopunama Zakona o korišćenju obnovljivih izvora energije, Zakon o izmenama i dopunama Zakona o rudarstvu i geološkim istraživanjima, Zakon o komunalnim delatnostima, Zakon o planiranju i izgradnji, te Zakon o klimatskim promenama, kao i Integrisanog nacionalnog energetskog i klimatskog plana (INEKP).

Zakon o energetici reguliše proizvodnju, distribuciju i snabdevanje energijom u Srbiji, uključujući i sektor domaćinstava. Ovaj zakon omogućava stabilno i sigurno snabdevanje električnom energijom i prirodnim gasom, uz promociju obnovljivih izvora energije i energetske efikasnosti [21]. Domaćinstva su posebno obuhvaćena kroz odredbe o zaštiti ugroženih kupaca, koji mogu ostvariti subvencije za troškove energije. Takođe, zakon predviđa razvoj pametnih mreža i digitalizaciju sistema merenja potrošnje, omogućavajući građanima bolju kontrolu i optimizaciju potrošnje. Nacionalni akcioni plan za korišćenje obnovljivih izvora energije, koji proističe iz ovog zakona, podstiče građane da koriste solarne panele i druge OIE tehnologije. Izmenama iz 2023. godine, zakon je dodatno usklađen sa EU regulativom, što omogućava veći pristup domaćinstava fondovima za energetske tranzicije i održivo korišćenje energije [21].

Zelena agenda za Zapadni Balkan predstavlja ključni okvir za održivi razvoj regiona, usmeren na zelenu tranziciju i borbu protiv klimatskih promena [22]. Zasnovana na Evropskom zelenom dogovoru, ova strategija podstiče smanjenje emisija gasova sa efektom staklene bašte, korišćenje obnovljivih izvora energije i unapređenje energetske efikasnosti. Cilj je usklađivanje propisa sa evropskim standardima, poboljšanje kvaliteta života i razvoj „zelenih“ radnih mesta. Poseban fokus stavljen je na dekarbonizaciju privrede, cirkularnu ekonomiju, zaštitu biodiverziteta i smanjenje zagađenja. Agenda promovise inovativne projekte i mobilizaciju sredstava za podršku održivom razvoju u Srbiji [22].

Zelena agenda za Zapadni Balkan posvećuje posebnu pažnju domaćinstvima kroz unapređenje energetske efikasnosti i podršku održivom stanovanju. Fokus je na smanjenju potrošnje energije, poboljšanju izolacije i podsticanju korišćenja

obnovljivih izvora energije u stambenom sektoru. Sufinansiranje projekata energetske efikasnosti, poput zamene starih sistema grejanja i uvođenja pametnih merača potrošnje, omogućava domaćinstvima smanjenje troškova i doprinos zaštiti životne sredine. Ova strategija takođe podrazumeva uvođenje inovativnih rešenja i mobilizaciju dodatnih finansijskih sredstava za širu primenu održivih praksi u stanovanju [22].

Zakon o efikasnom korišćenju energije, donet 2013. godine, predstavljao je važan pravni okvir za unapređenje energetske efikasnosti u Srbiji [23]. Njegov cilj bio je smanjenje potrošnje energije i emisija gasova sa efektom staklene bašte kroz konkretne politike i mere. U okviru zakona, domaćinstva su imala mogućnost korišćenja subvencija i povoljnih kredita za unapređenje energetske efikasnosti, poput poboljšanja izolacije, zamene stolarije i ugradnje energetski efikasnih uređaja. Poseban fokus stavljen je na stambeni sektor, kao jednog od najvećih potrošača energije, sa ciljem optimizacije potrošnje i smanjenja troškova za građane. Iako je zakon bio važeći do 2021. godine, on je postavio temelj za kasnije regulative, uključujući Zakon o energetske efikasnosti i racionalnoj upotrebi energije, koji je proširio mere podrške domaćinstvima u prelasku na održive sisteme potrošnje energije [23].

Zakon o energetske efikasnosti i racionalnoj upotrebi energije donet 2021. godine postavlja osnove za poboljšanje energetske efikasnosti u svim sektorima, uključujući domaćinstva [24]. Fokus je na smanjenju potrošnje energije, podsticanju upotrebe energetski efikasnih uređaja i sistema grejanja, kao i finansijskim podsticajima za građane. U okviru ovog zakona, domaćinstva mogu ostvariti subvencije za izolaciju objekata, zamenu prozora, instalaciju solarnih panela i nabavku energetski efikasnih uređaja. Ustanovljena je i Uprava za finansiranje i podsticanje energetske efikasnosti, koja koordinira programe podrške. Domaćinstva imaju ključnu ulogu u ostvarivanju ciljeva zakona kroz smanjenje potrošnje energije, što direktno doprinosi uštedama i zaštiti životne sredine. Pored finansijskih olakšica, zakon promovise informisanje građana o merama energetske efikasnosti, čime se stvara dugoročna strategija za smanjenje energetske potrošnje i troškova domaćinstava [24].

Srbija je ratifikovala Sporazum iz Pariza o klimatskim promenama 2015. godine, čime je preuzela obavezu smanjenja emisije gasova sa efektom staklene bašte i prihvatila obavezu implementacije mera za prilagođavanje klimatskim promenama. Takođe, potpisivanje Ugovora o Energetskoj zajednici i Sofijske deklaracije o Zelenoj agendi za Zapadni Balkan obavezalo je zemlju na izradu *Integrisanog nacionalnog energetskog i klimatskog plana (INEKP)*. Ovaj plan predstavlja ključni strateški okvir za postizanje ciljeva u oblasti obnovljivih izvora energije, energetske efikasnosti i smanjenja emisija gasova do 2030. godine. INEKP definiše konkretne politike i mere za ostvarenje postavljenih ciljeva, pružajući jasne smernice za dalji razvoj i implementaciju energetske politike u Srbiji, u skladu sa međunarodnim obavezama i nacionalnim interesima u oblasti održivog razvoja [25].

Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije (OIE) u Republici Srbiji postavlja temelje za širu upotrebu energije iz obnovljivih izvora, uključujući njenu primenu u domaćinstvima. Ovim zakonom se definišu ciljevi i mehanizmi podsticaja za korišćenje

OIE, poput solarnih panela, toplotnih pumpi i sistema za korišćenje biomase. Kroz prateće uredbe građanima su omogućeni povoljni uslovi za proizvodnju električne energije za sopstvene potrebe, uz mogućnost plasiranja viškova u elektro distributivnu mrežu [26].

Dodatno, zakon promoviše upotrebu inovativnih tehnologija, kao što su zeleni vodonik i biogoriva, koji se mogu koristiti u sektoru grejanja i saobraćaju [26]. Uvođenje podsticajnih mera, poput subvencija i olakšica, motiviše građane da investiraju u ekološki prihvatljive sisteme. Ove mere ne samo da smanjuju troškove energije za domaćinstva, već i doprinose energetske sigurnosti i održivosti Srbije.

Zakon o komunalnim delatnostima u Srbiji postavlja pravni okvir za organizaciju i funkcionisanje komunalnih usluga, koje imaju direktan uticaj na energetski sektor u domaćinstvima [20]. Ključne oblasti koje zakon reguliše uključuju snabdevanje vodom, odvođenje i prečišćavanje otpadnih voda, upravljanje otpadom, javni prevoz i daljinsko grejanje. Fokus zakona je na unapređenju efikasnosti ovih usluga i njihovom usklađivanju sa principima održive energetike [27].

Za domaćinstva, zakon donosi značajne promene kroz podsticanje energetske efikasnosti sistema u daljinskom grejanju, optimizaciju potrošnje vode i uvođenje savremenih sistema za upravljanje otpadom. Osim toga, uvode se ekonomski mehanizmi poput principa „zagađivač plaća“, čime se korisnici usmeravaju ka smanjenju potrošnje i korišćenju ekološki prihvatljivih rešenja. Ovaj zakon doprinosi stvaranju čistijeg i održivijeg životnog okruženja za građane, podstičući ih na racionalniju potrošnju energije i resursa [27].

Zakon o planiranju i izgradnji predstavlja osnovu za prostorno planiranje i razvoj infrastrukture, sa posebnim podsticajem energetske efikasnosti u izgradnji i uopšte promocije energetske efikasnosti u sektoru stanovanja [28]. Njime se regulišu postupci izdavanja građevinskih dozvola, uslovi za izgradnju novih objekata i pravila za rekonstrukciju postojećih.

U kontekstu domaćinstava, zakon promoviše energetske efikasnost kroz obavezno uvođenje energetskih sertifikata za zgrade (energetskih pasoša), zahteva korišćenje OIE u novim objektima i definiše standarde za termoizolaciju [28]. Takođe, propisano je da novoizgrađene zgrade moraju zadovoljiti minimalni energetski razred B, što znači smanjenu potrošnju energije i niže troškove grejanja i hlađenja za domaćinstva. Dodatno, zakon olakšava procedure za postavljanje solarnih panela i drugih sistema za obnovljive izvore energije u individualnim domaćinstvima. Ovim merama omogućava se građanima da smanje svoje energetske troškove i doprinesu očuvanju životne sredine kroz održivu gradnju i racionalno korišćenje resursa [28].

III DOMAĆINSTVA I ENERGETSKA TRANZICIJA

Energetska tranzicija u domaćinstvima Srbije predstavlja ključni segment u okviru šireg procesa usklađivanja energetske politike sa evropskim standardima i ciljevima održivog razvoja UN, posebno kada je reč o pristupačnoj i čistoj energiji za sva domaćinstva. Iako energetska tranzicija ima veliki značaj za budućnost Srbije, naročito u kontekstu klimatskih promena i

globalnih izazova, do sada nije bilo dovoljno istraživanja koja bi detaljnije razmotrila specifičnosti ovog procesa u domaćinstvima. Postoje studije koje se bave trenutnom energetske potrošnjom, ali se većina njih oslanja na stručne procene i ne bavi se dovoljno temeljno ponašanjem potrošača ili njihovim stavovima o energetske tranziciji.

Na nacionalnom nivou, podaci o energetske navikama domaćinstava prikupljani su kroz "Anketu o budžetu domaćinstava", koju sprovodi Nacionalni statistički zavod [29]. Međutim, ova anketa se fokusira na osnovne informacije o prihodima, troškovima i demografiji domaćinstava, dok se energija i energetske navike ne razmatraju detaljnije. Iz tog razloga, nisu prikupljeni ključni podaci koji bi omogućili dublje razumevanje energetske tranzicije i izazova u implementaciji energetske efikasne rešenja u domaćinstvima.

U poslednjih pet godina su pokrenuta istraživanja koja se bave direktnim prikupljanjem podataka o energetske potrošnji u domaćinstvima. Jedno od značajnijih istraživanja bilo je "Istraživanje o potrošnji energije u domaćinstvima u Republici Srbiji", koje je sprovedeno od strane Ministarstva za zaštitu životne sredine [30]. Ova anketa je obuhvatila više od 6.000 domaćinstava i imala je za cilj prikupljanje tačnih informacija o upotrebi različitih izvora energije, posebno o biomasi i drugim obnovljivim izvorima. Istovremeno, istraživanje je pružilo vredne podatke o energetske potrošnji domaćinstava u vezi sa grejanjem, hlađenjem, kuvanjem, kao i o merama energetske efikasnosti. Iako je ovo istraživanje omogućilo značajan uvid u potrošnju energije, sprovedeno je samo jednom i nije usledilo drugo istraživanje koje bi pratilo promene i trendove u potrošnji energije.

Takođe, sprovedena su i druga istraživanja koja su se bavila specifičnim temama kao što su energetska siromaština i potreba za energetske obnovom stambenih objekata. Istraživanje o energetske siromaštvu iz 2020. godine obuhvatilo je 1.200 domaćinstava i fokusiralo se na pitanja u vezi sa grejanjem, energetske potrebama i pristupačnošću energenata [31]. Druga studija iz istog perioda bavila se izazovima u vezi sa zamenom zastarelih sistema grejanja ekološki prihvatljivijim alternativama [32]. Iako su ove studije bile korisne, njihov fokus je uglavnom bio na grejanju, dok su druga pitanja u vezi sa energetske navikama i širinom energetske tranzicije bila manje zastupljena.

Iako je došlo do napretka u prikupljanju podataka, još uvek postoji značajan jaz u razumevanju specifičnih faktora koji utiču na energetske tranziciju u domaćinstvima. Ovaj istraživački jaz obuhvata nekoliko važnih aspekata. Na primer, potrebno je detaljnije istražiti kako domaćinstva prate potrošnju energije, koje uštede ostvaruju i koliko ulažu u energetske mere. Takođe, važno je analizirati finansijske mogućnosti domaćinstava za ulaganje u energetske promene, kao i njihovu spremnost da investiraju u održive tehnologije, te kako prihvataju subvencije i druge oblike podrške.

Dodatno, istraživanje kako domaćinstva percipiraju svoj uticaj na životnu sredinu i kako potrošnja energije drugih domaćinstava utiče na širu zajednicu, takođe predstavlja značajan faktor u procesu energetske tranzicije. Pitanje poverenja domaćinstava u vladine institucije i lokalne vlasti, kao i spremnost da učestvuju u

kolektivnim inicijativama, igra ključnu ulogu u implementaciji energetske politika i učešću domaćinstava u tranziciji ka održivijem energetskom modelu.

Zbog ovih praznina, sprovedeno je novo istraživanje koje obuhvata celokupni sektor domaćinstava u Srbiji, sa ciljem da se popune postojeće praznine i obezbede odgovori na važna pitanja. Ovo istraživanje ne samo da nadoknađuje nedostatak podataka, već i pruža ažurirane informacije u odnosu na prethodne studije, kako bi se stekao što precizniji uvid u trenutne energetske navike, stavove i izazove sa kojima se domaćinstva suočavaju tokom energetske tranzicije, istovremeno donoseći potrebne informacije za oblikovanje politika koje će omogućiti efikasniju i održiviju energetsku tranziciju u domaćinstvima.

IV ANKETA DOMAĆINSTAVA

Sprovedena je sveobuhvatna anketa domaćinstava širom Srbije, koja istražuje energetske navike, ponašanja i stavove. Rezultati ankete pružaju ključne energetske, ekološke, finansijske i socio-ekonomske parametre koji čine osnovu za modelovanje energetske sisteme u domaćinstvima. Anketa o potrošnji energije u domaćinstvima Republike Srbije sprovedena je 2024. godine, a podaci su prikupljeni za četiri glavne teritorijalne jedinice: Beograd, Vojvodinu, Šumadiju i zapadnu Srbiju, kao i južnu i istočnu Srbiju. Domaćinstva koja su anketirana su izabrana prema planu uzorka. Metod uzorkovanja koji je primenjen u ovoj anketi je dvostepeni stratifikovani uzorak, po kojem su domaćinstva stratifikovane prema vrsti naselja (urbana i druga) i teritoriji. Selekcija uzorka izvedena je tako što su popisni okruzi izabrani proporcionalno broju domaćinstava u svakoj od njih, dok su domaćinstva u okviru tih jedinica birana sa prostim slučajnim uzorkovanjem. Ovaj metod omogućava da se dobiju reprezentativni podaci koji odražavaju različite karakteristike potrošnje energije u domaćinstvima širom Srbije.

Sama anketa je sprovedena telefonskim putem u formi usmenog upitnika, koji je ispitivač popunjavao na osnovu dobijenih odgovora. Upitnik se sastojao od nekoliko celina sa ukupno 27 pitanja. Ukupno je popunjeno 1.033 upitnika, tj. anketirana su 1.033 domaćinstva u odnosu na 2.589.344 domaćinstva u Republici Srbiji [33].

Rezultati ankete o potrošnji energije u domaćinstvima u Srbiji ukazuju na značajnu heterogenost u načinu upotrebe energije. Istovremeno, rezultati ankete ukazuju i na specifične obrasce u upotrebi različitih izvora energije, koji su od ključne važnosti za razumevanje trenutnog stanja energetske efikasnosti i mogućnosti za unapređenje u domaćinstvima. Prema podacima iz 2022. godine, domaćinstva najviše koriste električnu energiju, pretežno za osvetljavanje, električne uređaje i hlađenje prostora (100%), dok je značajan udeo (93%) u potrošnji vezan za grejanje vode. U kuvanju, polovinu potrošnje čini električna energija, dok su drva za ogrev sa 44% i prirodni gas prisutni u značajnoj meri. Grejanje prostora čini dominantnu potrošnju energije u domaćinstvima, sa preko 65%. Drva za ogrev čine 59% potrošnje, dok toplotna energija (16%), prirodni gas (12%), električna energija (6%), kao i ugalj (5%) imaju manji udeo [34]. Iako većina domaćinstava koristi individualne sisteme grejanja poput kotlova i peći na čvrsta goriva (44%), 10% njih se žali na nedovoljnu toplotu i loš termalni komfor. Polovina domaćinstava

koristi klima uređaje, ali više od polovine stanovništva nema adekvatan komfor tokom letnjih meseci, s obzirom na broj tropskih dana. Više od polovine domaćinstava implementiralo je neku od mera energetske efikasnosti, dok 66% njih redovno prati potrošnju energije, što ukazuje na rastuću svest o važnosti energetske efikasnosti.

Rezultati ankete pokazuju i spremnost domaćinstava da se angažuju u energetske tranzicije, bazirano na volji domaćinstava i istražujući njihovu spremnost i finansijsku mogućnost da doprinesu instalacijom modernih grejnih sistema i preuzimanjem uloge prosumera, odnosno proizvodnje električne energije instalacijom solarnih panela. Takođe, istraženo je u kojoj meri bi subvencije bile podsticaj za njihovu aktivniju participaciju u ovim procesima.

Veliki broj (72%) domaćinstava koja nisu priključena na sisteme daljinskog grejanja i nemaju instalirane energetske efikasne uređaje poput toplotnih pumpi ili peći na pelet, nije spremno da pređe na ove tehnologije, čak i u slučaju da moraju da zamene postojeći grejni sistem zbog starosti ili kvara. Samo 28% domaćinstava bilo bi voljno da plati nešto više od najjeftinijih opcija na tržištu, dok samo 12% prihvata mogućnost da plati 50% više za efikasniji grejni sistem. Ovi podaci ukazuju na značajan izazov u motivisanju domaćinstava koja nisu još uvek uvela efikasne sisteme, jer su ili u nemogućnosti da investiraju ili nisu voljna da ulože u ove promene.

57% domaćinstava izjavilo je da bi ih čak ni subvencije ne bi motivisale na promenu postojećeg sistema grejanja, jer su zadovoljni trenutnim stanjem ili ne prepoznaju potrebu za promenom. Na drugoj strani, 14% bi prihvatilo subvenciju do 50%, a 29% bi bilo spremno za subvencije veće od 50%.

Oko 19% domaćinstava je voljno da instalira solarne panele bilo samostalno ili uz pomoć subvencija. Većina, više od 80%, nije sigurna da li imaju odgovarajuće uslove ili nisu voljni da investiraju u panele. Srbija ima veliki potencijal za primenu solarnih panela, a rezultati ankete ukazuju da su glavne prepreke nedostatak novca za početnu investiciju, niska motivacija i nedostatak informacija, a ne nedostatak tehničkih uslova.

Dodatno istraživanje je pokazalo da je finansijska situacija ključna prepreka za više od dve trećine domaćinstava. Samo 24% domaćinstava izjavilo je da žive udobno sa trenutnim prihodima. Ovaj segment stanovništva može se smatrati onim koji bi bio spreman da učestvuje u energetske tranzicije, pod uslovom da su ispunjeni osnovni preduslovi za to. Poseban deo anketiranja je bio posvećen odnosu domaćinstva prema životnoj sredini i njenoj zaštiti. Rezultati ukazuju na značajnu skepsu i otpor prema ideji smanjenja životnog standarda kao načina za doprinos zaštiti životne sredine. Čak i kada se u obzir uzmu ambivalenti i neodlučni odgovori, jasno je da veliki broj domaćinstava smatra da bi bilo previše žrtvovati trenutnu udobnost ili finansijsku stabilnost u korist ekoloških ciljeva.

V ZAKLJUČAK

Rad osvetljava ključne nalaze i implikacije do kojih se došlo kroz analizu rezultata opsežne ankete sprovedene među domaćinstvima širom Republike Srbije. S obzirom na to da je energetske sektor jedan od najvažnijih segmenata u okviru

globalnih napora za postizanje održivosti i smanjenje emisije ugljen-dioksida, istraživanje koje je sprovedeno donosi značajne uvide u energetske navike i stavove domaćinstava, kao i njihove socio-ekonomske prepreke i mogućnosti za prelazak na efikasnije i ekološki prihvatljivije energetske sisteme.

Jedan od ključnih zaključaka je da je u velikom broju domaćinstava prisutna značajna ambivalencija i nesigurnost u vezi sa usvajanjem novih energetske tehnologije, kao što su energetske efikasne sistemi grejanja i korišćenje obnovljivih izvora energije (OIE), naročito kada se uzmu u obzir visoki početni troškovi tih tehnologija. S obzirom na to da veliki broj domaćinstava nije spreman da investira u ove tehnologije bez odgovarajuće finansijske pomoći ili subvencija, ovo istraživanje ukazuje na potrebu za implementacijom politika koje će omogućiti lakši pristup subvencijama i olakšicama za prelazak na energetske efikasnije sisteme.

Osim toga, analiza stavova domaćinstava prema smanjenju životnog standarda u cilju zaštite životne sredine pokazuje da značajan deo populacije nije spreman da prihvati ovakav oblik lične žrtve, što ukazuje na potrebu za većim obrazovnim kampanjama i podsticanjem svesti o tome kako energetska tranzicija može pozitivno uticati na dugoročni kvalitet života i ekonomsku stabilnost. Ovaj nalaz takođe pokazuje da je važno razviti i implementirati strategije koje uzimaju u obzir specifičan socio-ekonomski kontekst Srbije, kako bi se stvorio prepoznatljiv i uverljiv okvir za primenu održivih energetske rešenja.

U kontekstu usklađivanja sa zakonodavstvom Evropske unije, ovaj rad pruža preporuke za dalje jačanje integracije OIE u energetske sisteme domaćinstava. Na osnovu upitnika, jasno je da je, uz odgovarajuće subvencije i pravilne smernice, moguće značajno povećati učešće obnovljivih izvora energije u domaćinstvima. Ipak, da bi se to postiglo, mora se postaviti pravni okvir koji će omogućiti bolju usklađenost sa EU standardima, kao i podsticati implementaciju politika koje će ubrzati tranziciju ka održivijoj energetskoj potrošnji.

Konačno, rezultati ovog istraživanja služe kao temelj za dalje donošenje politika i razvoj strategija koje će pomoći u prepoznavanju prepreka i rešavanju problema u vezi sa energetskom tranzicijom. Pravilno upravljanje ovim izazovima može ne samo poboljšati energetske efikasnosti i smanjiti emisije, već i doprineti globalnim klimatskim ciljevima, čime se osigurava održivija i ekološki odgovornija budućnost za sve građane Srbije.

ZAHVALNICA

Prikazani rezultati su deo istraživanja u okviru projekta „Forward-Looking Framework for Accelerating Households' Green Energy Transition – FF GreEN“ koji se realizuje sredstvima Fonda za nauku Republike Srbije (grant br. 4344).

LITERATURA

- [1] European Commission, The European Green Deal, https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/european-green-deal-communication_en.pdf, 2019. [pristupljeno 15.02.2025]
- [2] Felder, F.A., Andrews, C.J., Hukower, S.D. Chapter 2 - Which Energy Future? in: Sioshansi, F.P. (Ed.), *Energy, Sustainability and the Environment*, Butterworth-Heinemann, 2011, pp. 31-61. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-385136-9.10002-6>

- [3] Sokołowska, E., Wiśniewski, J.W. Sustainable energy consumption – Empirical evidence of a household in Poland, *Energy Strategy Reviews*, Vol. 53, 101398, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101398>
- [4] Kyere, F., Dongying, S., Bampoe, G.D., Kumah, N.Y.G., Asante, D. Decoding the shift: Assessing household energy transition and unravelling the reasons for resistance or adoption of solar photovoltaic, *Technological Forecasting and Social Change*, vol. 198, 123030, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2023.123030>
- [5] Johannsen, R.M., Østergaard, P.A., Maya-Drysdale, D., Mouritsen, L.K.E. Designing Tools for Energy System Scenario Making in Municipal Energy Planning, *Energies*, Vol. 14, No. 5, pp. 1442, 2021. <https://doi.org/10.3390/en14051442>
- [6] Batić, I., Ivančić, A. Analysis of Capacity for the Construction of Photovoltaic Systems on Residential Building Roofs in Serbia, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 25, No. 3, pp. 9-16, 2023. <https://doi.org/10.46793/EEE23-3.09B>
- [7] González-Torres, M., Pérez-Lombard, L., Coronel, J.F., Maestre, E.R., Paolo, B. Activity and efficiency trends for the residential sector across countries, *Energy and Buildings*, Vol. 273, 112428, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2022.112428>
- [8] Pavlovic, B. Strengthening the Energy Transition in the Household Sector in Serbia: An Integrative Approach, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 25, No. 2, pp. 1-9, 2023. <https://doi.org/10.46793/EEE23-2.01P>
- [9] Pavlović, B., Ivezić, D., Živković, M. Izazovi energetske tranzicije u sektoru individualnog grejanja, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 24, No. 1, pp. 17-21, 2022. <https://doi.org/10.46793/EEE22-1.17P>
- [10] Jovanović, D., Gordić, D., Nikolić, J., Jurišević, N., Josijević, M. Toplotno bilansiranje i povećanje efikasnosti korišćenja toplotne energije vrtića „Zeka“ u gradu Kragujevcu, *Srbija, Energija, ekonomija, ekologija*, No. 1-2, pp. 119-125, 2020. <https://doi.org/10.46793/EEE20-1-2.119J>
- [11] Simendić, Z., Švenda, G., Latas, T., Mraović, D. Energy Efficiency of Households with a Heat Pump and a Solar Power Plant, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 25, No. 3, pp. 30-38, 2023. <https://doi.org/10.46793/EEE23-3.30S>
- [12] Josijević, M., Gordić, D., Vukašinović, V., Nikolić, J., Živković, D. Techno-Economic Analysis of Replacing an Electric Boiler with an Air-Water Heat Pump for Heating Residential Space, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 25, No. 4, pp. 42-47, 2023. <https://doi.org/10.46793/EEE23-4.42J>
- [13] Nastić, F., Gordić, D., Končalović, D., Vukašinović, V., Nikolić, J., Jurišević, N. Water and Electricity Consumption and Carbon Footprint of Washing Machines, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 25, No. 1, pp. 10-16, 2023. <https://doi.org/10.46793/EEE23-1.10N>
- [14] Costa, R., Silva, R., Faia, R., Gomes, L., Faria, P., Vale, Z. Empowering energy management in smart buildings: A comprehensive study on distributed energy storage systems for Sustainable consumption, *Energy and Buildings*, Vol. 324, 114953, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.114953>
- [15] Directive (EU) 2024/1275 of the European Parliament and of the Council of 24 April 2024 on the energy performance of buildings, <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2024/1275/oj/eng> [pristupljeno 17.02.2025]
- [16] Directive (EU) 2018/2002 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 amending Directive 2012/27/EU on energy efficiency, <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2002/oj/eng> [pristupljeno 17.02.2025]
- [17] 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, <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj/eng> [pristupljeno 17.02.2025]
- [18] 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, <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2018/1999/oj/eng> [pristupljeno 17.02.2025]
- [19] Regulation (EU) 2021/1119 of the European Parliament and of the Council of 30 June 2021 establishing the framework for achieving climate neutrality, <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2021/1119/oj/eng> [pristupljeno 17.02.2025]
- [20] Malmborg, F. von. First and last and always: Politics of the 'energy efficiency first' principle in EU energy and climate policy, *Energy Research & Social Science*, Vol. 101, 103126, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.103126>
- [21] Zakon o energetici, Službeni glasnik RS 145/14, 95/18 – dr. zakon, 40/21 i

- 35/23 – dr. zakon, https://www.paragraf.rs/propisi/zakon_o_energetici.html [pristupljeno 21.02.2025]
- [22] Zelena agenda za Zapadni Balkan, PK Srbije, Centar za životnu sredinu, tehničke propise i društvenu odgovornost. https://api.pks.rs/storage/assets/Zelena%20agenda%20za%20Zapadni%20Balkan_info.pdf [pristupljeno 21.02.2025]
- [23] Zakon o efikasnom korišćenju energije, Službeni glasnik RS, 25/2013, https://arhiva.mre.gov.rs/doc/efikasnost-izvori/efikasnost/A_01_Zakon_o_efikasnom_korisčenju_energije.pdf [pristupljeno 21.02.2025]
- [24] Zakon o energetske efikasnosti i racionalnoj upotrebi energije, Službeni glasnik RS, 40/2021, <https://www.pravno-informacioni-sistem.rs/SlGlasnikPortal/eli/rep/sgrs/skupstina/zakon/2013/25/1/reg> [pristupljeno 21.02.2025]
- [25] Integrisani nacionalni energetski i klimatski plan INEKP, Službeni glasnik RS, 30/2024, <https://www.mre.gov.rs/tekst/1115-integrisani-nacionalni-energetski-i-klimatski-plan-republike-srbije-za-period-do-2030-sa-vizijom-do-2050-godine.php> [pristupljeno 21.02.2025]
- [26] Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije, Službeni glasnik RS, 40/2021, 35/2023 i 94/2024, <https://www.paragraf.rs/propisi/zakon-o-korisčenju-obnovljivih-izvora-energije.html> [pristupljeno 21.02.2025]
- [27] Zakon o komunalnim delatnostima, Službeni glasnik RS, 88/2011, 104/2016 i 95/2018 https://www.paragraf.rs/propisi/zakon_o_komunalnim_delatnostima.html [pristupljeno 21.02.2025]
- [28] Zakon o planiranju i izgradnji, Službeni glasnik RS, 72/2009, 81/2009 - ispr., 64/2010 - odluka US, 24/2011, 121/2012, 42/2013 - odluka US, 50/2013 - odluka US, 98/2013 - odluka US, 132/2014, 145/2014, 83/2018, 31/2019, 37/2019 - dr. zakon, 9/2020, 52/2021 i 62/2023 https://www.paragraf.rs/propisi/zakon_o_planiranju_i_izgradnji.html [pristupljeno 15.02.2025]
- [29] Statistical Office of the Republic of Serbia, Household Budget Survey, <https://publikacije.stat.gov.rs/G2024/Pdf/G20245710.pdf> [pristupljeno 15.02.2025]
- [30] Statistical Office of the Republic of Serbia, Energy consumption in households in the Republic of Serbia, <https://www.stat.gov.rs/media/345275/energy-consumption-in-households-in-republic-of-serbia-2020.pdf>, [pristupljeno 15.02.2025]
- [31] RES Fondation, Sve što ste hteli da znate o energetske siromaštvu u Srbiji, <https://resfoundation.org/rs/wp-content/uploads/2021/10/Sve-sto-ste-hтели-da-znate-o-energetskom-siromastvu-u-Srbiji.pdf>, [pristupljeno 15.02.2025]
- [32] Pavlović, B., Ivezić, D., Živković, M. State and perspective of individual household heating in Serbia: A survey-based study, Energy and Buildings, Vol. 247, 111128, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.111128>
- [33] Statistical Office of the Republic of Serbia, Census 2022. <https://popis2022.stat.gov.rs/sr-Latn/> [pristupljeno 15.02.2025]
- [34] Eurostat, Final energy consumption by sector, <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ten00124/default/table?lang=en> [pristupljeno 15.02.2025].

AUTORI

Aleksandar Madžarević - docent, Univerzitet u Beogradu, Rudarsko-geološki fakultet, aleksandar.madzarevic@rgf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0002-8997-1393](https://orcid.org/0000-0002-8997-1393)

Boban Pavlović – naučni saradnik, Univerzitet u Beogradu, Rudarsko-geološki fakultet, boban.pavlovic@rgf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0002-4765-957X](https://orcid.org/0000-0002-4765-957X)

Dušan Mojić – redovni profesor, Univerzitet u Beogradu, Filozofski fakultet, dmojic@f.bg.ac.rs, ORCID [0000-0002-8571-3223](https://orcid.org/0000-0002-8571-3223)

Dejan Ivezić – redovni profesor, Univerzitet u Beogradu, Rudarsko-geološki fakultet, dejan.ivezic@rgf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0003-2659-0662](https://orcid.org/0000-0003-2659-0662)

Marija Živković – redovni profesor, Univerzitet u Beogradu, Rudarsko-geološki fakultet, marija.zivkovic@rgf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0001-5112-8942](https://orcid.org/0000-0001-5112-8942)

Households and Energy Transition in the Republic of Serbia: Legislative Frameworks and Real Practice

Abstract – Households are among the key players in the energy transition process. This sector accounts for the main share of final energy consumption, providing a great possibility for reduction of energy intensity, emissions of pollutants and GHG, a shift to renewable energy sources (RES), and an increase in energy self-sufficiency. Still, the transition process in households is followed by a high level of uncertainty along the progress path.

Therefore, this paper aims to extend a knowledge base about energy transition in households. The policy and legal framework define the energy transition environment, and therefore, the main policy and legal EU and Serbian documents related to the roles of households in the energy sector are presented.

In addition, to provide deeper insight into Serbian household sector energy habits, behaviours, and attitudes, a comprehensive household survey was conducted. The results identify key drivers and barriers that shape household energy consumption, providing a robust framework for decision-makers and relevant stakeholders. This framework facilitates the development of strategies that encourage the energy transition, taking into account Serbia's specific socio-cultural context. The paper emphasizes the importance of aligning national policies with EU standards and utilizing reliable and credible household-level data to address energy challenges effectively.

Index terms – Households, Energy transition, Energy habits, Survey, RES, Republic of Serbia

Određivanje optimalne lokacije i snage solarne elektrane u cilju poboljšanja naponske stabilnosti

Doroteja Zarev*, Jelena Stojković Terzić**, Jovan Trifunović*

*Katedra za energetske pretvarače i pogone, Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet, Beograd, Republika Srbija

**Katedra za elektroenergetske sisteme, Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet, Beograd, Republika Srbija

Rezime - U radu se razmatra problem određivanja optimalne lokacije i snage solarnih elektrana u distributivnim mrežama, sa ciljem poboljšanja naponske stabilnosti. Na standardnoj IEEE mreži sa 69 čvorova analizirani su ključni pokazatelji u vezi sa naponskom stabilnošću, uključujući indeks predikcije naponskog kolapsa, dok su gubici snage takođe uzeti u obzir prilikom definisanja optimalne snage solarne elektrane. Sve veća primena distribuiranih izvora energije naglašava značaj pravilnog dimenzionisanja i pozicioniranja ovih izvora, jer neadekvatno postavljene solarne elektrane ili solarne elektrane prevelike snage mogu dovesti do porasta napona, povratnih tokova snage i degradacije performansi sistema. Svrha analize je da se utvrdi kako solarne elektrane, koje se potencijalno priključuju na mrežu, utiču na naponsku stabilnost u distributivnim mrežama sa ograničenim kapacitetom za integraciju obnovljivih izvora energije. Ova pitanja su posebno značajna u situacijama kada je instalisana snaga solarnih elektrana, koje čekaju odluku o priključenju, veća od prihvatnog kapaciteta posmatranog dela distributivne mreže, čime se postavlja pitanje prioriteta priključenja.

Ključne reči - naponska stabilnost, optimalna lokacija, solarna elektrana, distributivna mreža, priključenje na mrežu

1 UVOD

Već decenijama svet se suočava sa ubrzanim porastom broja stanovnika, razvojem industrije i napretkom novih tehnologija, što rezultira konstantnim povećanjem potrošnje električne energije [1]. Ovaj trend dovodi do povećanja gubitaka u prenosu energije, smanjenja naponskih nivoa i nestabilnosti napona u elektroenergetskim sistemima. Kako bi se navedeni problemi ublažili i zadovoljila rastuća potražnja za energijom, sve više se koriste distribuirani izvori električne energije. Distribuirani izvori, koji se postavljaju bliže potrošnji, ne samo da smanjuju gubitke u prenosu i distribuciji, već i mogu da pomognu u stabilizaciji napona u elektroenergetskim mrežama [2, 3]. Za razliku od tradicionalnih elektroenergetskih sistema, zasnovanih na centralizovanoj proizvodnji i distribuiranoj potrošnji u okviru pasivnih mreža, savremeni sistemi sve češće uključuju distribuirane izvore napajanja. Među njima, obnovljivi izvori energije (OIE) zauzimaju ključno mesto, prvenstveno zbog negativnog uticaja sagorevanja fosilnih goriva na životnu sredinu i sve izraženijeg globalnog trenda dekarbonizacije i energetske tranzicije [4]. Sagorevanje fosilnih goriva oslobađa velike količine ugljen-dioksida i drugih gasova sa efektom staklene

bašte, što doprinosi klimatskim promenama i ubrzava globalno zagrevanje. Pored toga, fosilna goriva predstavljaju neobnovljive resurse, čije iscrpljivanje nosi ozbiljne rizike za energetske bezbednost. Kako bi se smanjila zavisnost od fosilnih goriva i emisija štetnih gasova, sve veći broj država investira u izgradnju elektrana koje koriste OIE, uključujući energiju vetra, vode, sunca i biomase. Ovi izvori, osim što smanjuju zagađenje životne sredine, doprinose i dugoročnoj održivosti i energetske sigurnosti ukoliko se koriste na ispravan način [5].

Integracija distribuiranih izvora proizvodnje električne energije u elektrodistributivne mreže postavlja niz tehničkih izazova [6], posebno u pogledu stabilnosti napona i gubitaka aktivne snage. Kako bi se osigurala njihova pouzdana i efikasna integracija u elektrodistributivnu mrežu, ključno je analizirati njihov uticaj na različite veličine u sistemu, uz identifikaciju optimalne instalisane snage i optimalne lokacije za njihovo priključenje.

U ovom radu razmatrano je priključenje solarne elektrane kao jednog od najzastupljenijih oblika distribuirane proizvodnje električne energije. Fokus sprovedene i prikazane analize predstavlja određivanje optimalne lokacije i instalisane snage solarne elektrane, pri čemu su ključni parametri na osnovu kojih su doneti zaključci obuhvatali stabilnost napona u čvorovima mreže i gubitke aktivne snage. Numeričke simulacije sprovedene su na standardnom modelu IEEE distributivne mreže sa 69 čvora, omogućavajući preciznu procenu uticaja različitih scenarija priključenja.

II IZBOR I PRIMENA INDEKSA NAPONSKE STABILNOSTI U ANALIZI SISTEMA

Naponska nestabilnost predstavlja jedan od čestih uzroka velikih raspada u elektroenergetskim sistemima širom sveta [7]. Pojam naponskog kolapsa, neretko korišćen kao sinonim za naponsku nestabilnost, označava sled događaja koji prate ovu pojavu, dovodeći do veoma niskog, neprihvatljivog nivoa napona ili čak do potpunog ispada delova sistema.

Jedan od ključnih alata za analizu i prevenciju navedenih pojava su indeksi naponske stabilnosti (*eng. – voltage stability indices (VSI)*). Ti indeksi omogućavaju identifikaciju slabih vodova i čvorova u elektroenergetskim sistemima, tj. vodovi ili čvorovi sa vrednostima indeksa naponske stabilnosti najbližim kritičnim vrednostima, mogu se označiti kao najslabiji elementi sistema. Analiza elektroenergetskih sistema primenom naponskih indeksa igra ključnu ulogu u različitim procesima, kao što su određivanje lokacije i veličine jedinica distribuirane proizvodnje [8, 9],

alokacija skladišta električne energije i planiranje razvoja elektroenergetskih sistema.

Postoji više načina za klasifikaciju indeksa naponske stabilnosti. Za ovaj rad, od interesa je sledeća podela [10]:

- linijski indeksi naponske stabilnosti – analiza stabilnosti napona može se oceniti korišćenjem indeksa stabilnosti napona koji se odnosi na vod između dva čvora. Svi linijski indeksi stabilnosti su izvedeni na osnovu modela mreže sa dva čvora, pri čemu se zanemaruju otočne admitanse; teorijska osnova većine linijskih naponskih indeksa je ista, a razlike se javljaju u veličinama koje figurišu u proračunima, kao i uvedenim zanemarenjima; kako bi se obezbedila stabilnost sistema, u analizi većine linijskih indeksa stabilnosti napona, diskriminanta kvadratne jednačine za napon postavlja se na vrednost veću ili jednaku nuli;
- naponski indeksi stabilnosti u čvorovima – određuju stabilnost napona u čvorovima sistema, ali ne pružaju nikakve informacije o slabim elementima elektroenergetskih sistema (poput vodova, transformatora, itd);
- sveobuhvatni indeksi naponske stabilnosti – ovaj tip naponskih indeksa stabilnosti nije u vezi sa čvorovima i vodovima sistema; stoga, sveobuhvatni naponski indeksi ne mogu odrediti najslabiji čvor ili vod koji povezuje dva čvora, već mogu samo predvideti radni režim, odnosno radnu tačku u kojoj će sistem doživeti kolaps.



Slika 1. Poređenje preciznosti i jednostavnosti različitih tipova indeksa naponske stabilnosti [10]

Različite vrste indeksa pružaju različite informacije o sistemu koji se analizira i odabir koeficijenta na osnovu koga će se ispitivati stabilnost napona zavisi od vrste sistema. Jedan od najbitnijih aspekata pri odabiru koeficijenta naponske stabilnosti jeste vrsta sistema koji se posmatra – distributivni ili prenosni sistem. Načini na koje se određeni indeksi računaju, kao i zanemarenja koja se tom prilikom uvode, nameću ograničenja po pitanju njihove upotrebe prilikom analize sistema. Takođe, ukoliko se planira razvoj elektroenergetskog sistema, brzina proračuna indeksa naponske stabilnosti nije od značaja. Sa druge strane, ako se u sistemu vrši upravljanje u realnom vremenu, brzina proračuna je presudna. Dakle, izbor koeficijenata naponske stabilnosti zavisi od vrste sistema, kao i od svrhe korišćenja dobijenih rezultata. Na Slici 1. za različite vrste indeksa prikazano je poređenje preciznosti i složenosti proračuna naponskih koeficijenata. Može se zaključiti da sveobuhvatni indeksi stabilnosti napona generalno pružaju veću tačnost u analizi stabilnosti sistema u poređenju sa indeksima stabilnosti napona čvorova i vodova. Međutim, njihova primena zahteva

složenije algoritme i značajno veće računarske resurse. Nasuprot tome, indeksi stabilnosti napona za čvorove i linije karakterišu se jednostavnijom implementacijom, ali nižim nivoom tačnosti. Ipak, ovi indeksi omogućavaju identifikaciju kritičnih čvorova i elemenata u sistemu, čime pružaju značajne informacije u procesu analize i unapređenja mreže.

U ovom radu, za analizu IEEE 69 distributivne mreže, korišćeni su indeks predikcije naponskog kolapsa ($VCPI_{bus}$), koji pripada grupi indeksa naponske stabilnosti u čvorovima, i indeks stabilnosti snage (PSI), koji spada u grupu linijskih indeksa stabilnosti napona. Upoređeni su rezultati dobijeni primenom ovih metoda kako bi se analizirala njihova međusobna korelacija i pouzdanost u oceni stabilnosti sistema.

III INDEKS PREDIKCIJE NAPONSKOG KOLAPSA ($VCPI_{bus}$) [11]

Indeks predikcije naponskog kolapsa $VCPI_{bus}$ izveden je iz osnovne jednačine toka snage, a njegova vrednost varira između 0 i 1. Kada vrednost $VCPI$ indeksa za određeni čvor dostigne 1, to ukazuje na kolaps napona u čvoru za koji je izvršen proračun. Ova metoda za određivanje naponske stabilnosti može se koristiti u sistemima sa bilo kojim brojem čvorova. Za njenu upotrebu neophodno je raspolagati informacijama o fazorima napona u relevantnim čvorovima sistema, kao i matricom admitanse mreže. Na osnovu izmerenih fazora napona i matrice admitanse, izračunava se indeks predikcije naponskog kolapsa ($VCPI$) za svaki čvor. Vrednosti ovih indeksa pružaju uvid u verovatnoću naponskog kolapsa u posmatranim čvorovima sistema.

U nastavku je dato detaljno matematičko izvođenje koje prikazuje na koji način se dolazi do krajnjeg izraza za indeks predikcije naponskog kolapsa koji se koristi u proračunima.

U sistemu od N čvorova kompleksna vrednost struje I_k koja se injektira u k -ti čvor data je jednačinom:

$$I_k = V_k \cdot \sum_{m=1, m \neq k}^N Y_{km} - \sum_{m=1, m \neq k}^N V_m \cdot Y_{km}, \quad (1)$$

gde su:

Y_{km} – admitansa između k -tog i m -tog čvora,

V_k – napon u k -tom čvoru, i

V_m – napon u m -tom čvoru.

Kompleksna snaga S_k koja se injektira u k -ti čvor jednaka je:

$$S_k = V_k \cdot I_k^*. \quad (2)$$

Zamenom (2) u (1) dobija se:

$$S_k^* = |V_k|^2 \cdot \sum_{m=1, m \neq k}^N Y_{km} - V_k^* \sum_{m=1, m \neq k}^N V_m \cdot Y_{km}. \quad (3)$$

Ukoliko se uvede zamena: (4), jednačina (3) postaje jednačina (5):

$$Y_{kk} = \sum_{m=1, m \neq k}^N Y_{km}, \quad (4)$$

$$S_k^* = |V_k|^2 \cdot Y_{kk} - V_k^* \sum_{m=1, m \neq k}^N V_m \cdot Y_{km}. \quad (5)$$

gde je V'_m (6) zamena uvedena radi pojednostavljenja izraza.

$$V'_m = \frac{Y_{km}}{\sum_{j=1, j \neq k}^N Y_{kj}} \cdot V_m = |V'_m| \angle \delta'_m. \quad (6)$$

Veličina δ'_m predstavlja ugao napona V'_m .

Deljenjem jednačine (5) sa Y_{kk} dobija se:

$$\frac{S_k^*}{Y_{kk}} = |V_k|^2 - V_k^* \sum_{m \neq k}^N V_m' \quad (7)$$

Jednačina (7) se može napisati kao:

$$\frac{S_k^*}{Y_{kk}} = |V_k|^2 - (|V_k| \cos \delta_k - j \cdot |V_k| \sin \delta_k) \cdot \left[\sum_{m \neq k}^N (|V_m'| \cos \delta_m' + j |V_m'| \sin \delta_m') \right] \quad (8)$$

gde je δ_k ugao napona V_k .

Razdvajanjem jednačine (8) na realan i imaginaran deo, dobija se (9 – 13):

$$\frac{S_k^*}{Y_{kk}} = |V_k|^2 - \left(\sum_{m \neq k}^N |V_m'| |V_k| \cos(\delta_k - \delta_m') \right) + j \left(\sum_{m \neq k}^N |V_m'| |V_k| \cos(\delta_k - \delta_m') \right), \quad (9)$$

$$\frac{S_k^*}{Y_{kk}} = a - jb \quad (10)$$

$$a - jb = |V_k|^2 - \left(\sum_{m \neq k}^N |V_m'| |V_k| \cos(\delta_k - \delta_m') \right) + j \left(\sum_{m \neq k}^N |V_m'| |V_k| \cos(\delta_k - \delta_m') \right), \quad (11)$$

$$a = |V_k|^2 - \left(\sum_{m \neq k}^N |V_m'| |V_k| \cos(\delta_k - \delta_m') \right), \quad (12)$$

$$b = \sum_{m \neq k}^N |V_m'| |V_k| \cos(\delta_k - \delta_m'). \quad (13)$$

Neka je:

$$\delta_k - \delta_m' = \delta. \quad (14)$$

Jednačine (12) i (13) predstavljaju dve jednačine sa dve nepoznate V_k i δ . Neka je:

$$f_1(|V_k|, \delta) = |V_k|^2 - \left(\sum_{m \neq k}^N |V_m'| |V_k| \cos(\delta_k - \delta_m') \right), \quad (15)$$

$$f_2(|V_k|, \delta) = \sum_{m \neq k}^N |V_m'| |V_k| \cos(\delta_k - \delta_m'). \quad (16)$$

Kako bi se jednačine (15) i (16) rešile po nepoznatima V_k i δ , neophodno je formirati matricu parcijalnih izvoda:

$$J = \begin{pmatrix} 2|V_k| - \sum_{m \neq k}^N |V_m'| \cos \delta & |V_k| \sum_{m \neq k}^N |V_m'| \sin \delta \\ \sum_{m \neq k}^N |V_m'| \sin \delta & |V_k| \sum_{m \neq k}^N |V_m'| \cos \delta \end{pmatrix}. \quad (17)$$

Kolaps napona u k-tom čvoru znači da za matricu (17) ne postoji rešenje. To implicira da je njena determinanta jednaka nuli. Drugim rečima, matrica postaje singularna u trenutku kolapsa napona. Rešavanjem navedene matrice i njenim izjednačavanjem sa nulom dolazi se do sledećeg izraza:

$$\frac{|V_k| \cos \delta}{\sum_{m \neq k}^N |V_m'|} = \frac{1}{2}. \quad (18)$$

Jednačina (18) može se napisati kao:

$$\frac{V_k}{\sum_{m \neq k}^N V_m'} = \frac{1}{2} + jk, \quad (19)$$

gde je k realna konstanta.

Jednačina (19) se, koristeći svojstva kompleksnih brojeva, može zapisati u sledećem obliku:

$$\left| 1 - \frac{\sum_{m \neq k}^N V_m'}{V_k} \right| = 1. \quad (20)$$

Dakle, u ovom slučaju se dogodio kolaps napona u posmatranom čvoru. U opštem slučaju, kada nema kolapsa napona u čvoru od interesa, jednačina (20) ima oblik:

$$\left| 1 - \frac{\sum_{m \neq k}^N V_m'}{V_k} \right| = VCPI_{bus}, \quad (21)$$

gde $VCPI_{bus}$ (21) uzima vrednosti $0 \leq VCPI_{bus} \leq 1$ i što je bliže nuli, to je napon u datom čvoru stabilniji, odnosno manja je verovatnoća da će se dogoditi kolaps.

Predložena metoda za analizu stabilnosti napona, zasnovana na prethodno predstavljenom matematičkom modelu, odlikuje se brojnim specifičnim karakteristikama koje potvrđuju njenu praktičnost u analizi naponske stabilnosti elektroenergetskih sistema. Ove karakteristike omogućavaju preciznu procenu naponske stabilnosti, identifikaciju kritičnih čvorova u mreži, kao i analizu osetljivosti sistema na promene opterećenja. Istovremeno, tehnika je projektovana da smanji računarsku složenost, čineći je primenljivom čak i u velikim elektroenergetskim mrežama.

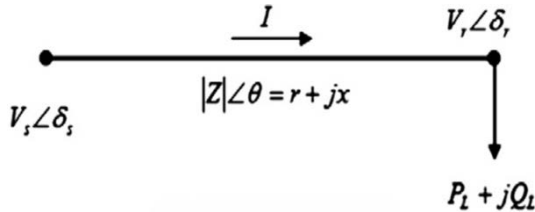
U nastavku su date ključne prednosti predložene metode, koje ilustruju njenu praktičnu vrednost i širok spektar primene u planiranju i analizi elektroenergetskih sistema:

- predložena metoda procenjuje indeks predikcije naponskog kolapsa,
- uzima se u obzir uticaj opterećenja u ostalim čvorovima mreže prilikom procene indeksa naponskog kolapsa za određeni čvor,
- ne zahteva veliki broj proračuna – ne zahteva čak ni inverziju matrica, što može značajno smanjiti vreme obrade na procesoru kod velikih sistema,
- za izračunavanje indeksa dovoljni su podaci o topologiji mreže i fazorima napona u čvorovima,
- nagib krive indeksa predikcije naponskog kolapsa pruža informaciju o osetljivosti u odnosu na opterećenje u čvoru,
- model omogućava identifikaciju čvorova u sistemu koji su naponski nestabilni, i
- metoda se može koristiti u svrhe planiranja sistema.

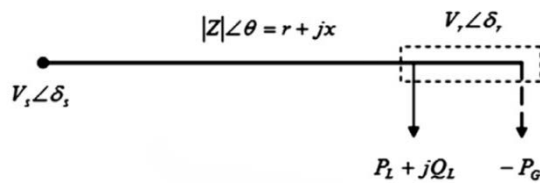
IV INDEKS STABILNOSTI SNAGE – PSI

Indeks stabilnosti snage spada u grupu linijskih indeksa stabilnosti napona. Pogodan je za statičku analizu stabilnosti napona u radialnim distributivnim mrežama [12, 13]. Vrednost indeksa treba da se nalazi između 0 i 1. Ukoliko je vrednost

indeksa veća od 1, to ukazuje da je napon nestabilan. Sa druge strane, što je indeks bliži 0, to je sistem stabilniji. Proračun indeksa stabilnosti snage vrši se za vodove i, ukoliko se ispostavi da vod, koji je priključen između čvorova i i j ima najveću vrednost indeksa stabilnosti snage, tada distribuiranu proizvodnju, odnosno solarnu elektranu, treba priključiti na kraju tog voda, u čvoru j . Formula na osnovu koje se izračunava indeks stabilnosti snage, izvodi se na osnovu modela mreže sa dva čvora koji su povezani vodom, kao što je prikazano na Slikama 2. i 3.



Slika 2. Model mreže sa dva čvora



Slika 3. Model mreže sa dva čvora sa dodatom distribuiranom proizvodnjom

Na Slikama 2. i 3, V_s predstavlja napon kraja sa kog se vrši prenos električne energije (δ_s predstavlja fazni stav napona V_s), V_r predstavlja napon kraja koji preuzima električnu energiju (δ_r predstavlja fazni stav napona V_r), I je struja koja teče kroz vod, Z predstavlja impedansu voda koja se sastoji iz realnog dela – otpornosti r i imaginarnog dela – reaktanse x , dok je θ fazni pomeraj imedanse voda. Potrošnja aktivne, odnosno reaktivne snage na kraju voda obeležena je sa P_L , odnosno Q_L , a P_G predstavlja distribuiranu proizvodnju električne energije priključenu na kraju voda. Na osnovu Slike 2, mogu se napisati formule (22) i (23):

$$S_L = P_L + j \cdot Q_L = V_r \cdot I_r^*, \quad (22)$$

$$V_r = V_s - I_r \cdot Z, \quad (23)$$

gde su (24):

$$I_r = \frac{P_L - j \cdot Q_L}{V_r^*}. \quad (24)$$

Na osnovu Slike 3. može se napisati relacija (25):

$$I_r = \frac{(P_L - P_G) - j \cdot Q_L}{V_r^*} \quad (25)$$

Ukoliko se (25) zameni u (23) i razdvoje se realni i imaginarni deo, dobija se (26) i (27):

$$P_L - P_G = \frac{V_r^* \cdot V_s}{Z} \cdot \cos(\theta - \delta_s + \delta_r) - \frac{V_r^2}{Z} \cdot \cos\theta \quad (26)$$

$$Q_L = \frac{V_r^* \cdot V_s}{Z} \cdot \sin(\theta - \delta_s + \delta_r) - \frac{V_r^2}{Z} \cdot \sin\theta. \quad (27)$$

Sređivanjem (26) dobija se (28):

$$V_r^2 - \frac{V_r^* \cdot V_s}{\cos\theta} \cdot \cos(\theta - \delta) - \frac{Z \cdot (P_L - P_G)}{\cos\theta} = 0. \quad (28)$$

gde je:

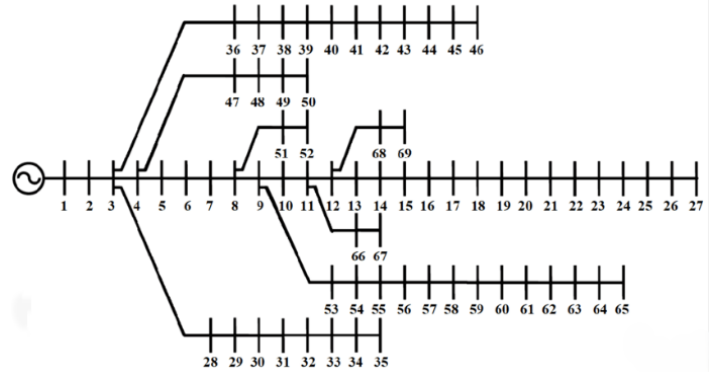
$$\delta = \delta_s - \delta_r \quad (29)$$

Jednačina (28) je kvadratna jednačina. Kako bi napon u čvorovima bio stabilan, jednačina (28) bi trebalo da ima realna rešenja, odnosno da njena diskriminanta bude veća od 0. Na osnovu ove nejednakosti, dobija se izraz za izračunavanje indeksa stabilnosti snage (30):

$$PSI = \frac{4 \cdot r_{ij} \cdot (P_L - P_G)}{[V_i \cos(\theta - \delta)]^2} \leq 1 \quad (30)$$

V SIMULACIJA I ANALIZA REZULTATA

Na primeru standardne IEEE 69 distributivne mreže, sa unapred definisanim parametrima, kao i potrošnjama aktivne i reaktivne snage u čvorovima, izvršene su simulacije u programskom alatu *Matlab* [14]. Korišćen je *Matpower* paket [15], koji sadrži podatke o IEEE test mrežama [16] i omogućava analizu tokova snaga. Topologija standardne pasivne IEEE distributivne mreže sa 69 čvorova prikazana je na Slici 4.



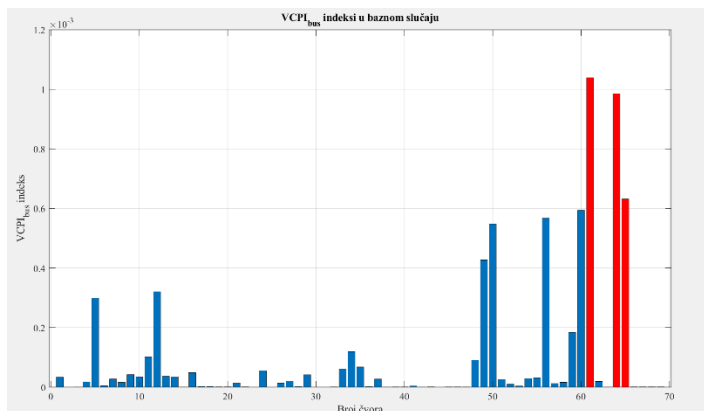
Slika 4. Standardna IEEE 69 distributivna mreža

Razmatrano je na koji način solarna elektrana koju treba priključiti utiče na stabilnost napona u čvorovima i gubitke u distributivnoj mreži i na osnovu analize upravo tih parametara određena je optimalna lokacija i instalisana snaga elektrane. Za analizu stabilnosti napona korišćena su dva indeksa – $VCPI_{bus}$ i PSI .

Analiza na osnovu $VCPI_{bus}$ indeksa naponske stabilnosti

Za svaki čvor u mreži je izračunat indeks $VCPI_{bus}$ za bazno stanje (stanje bez priključene solarne elektrane) i na osnovu dobijenih rezultata ustanovljeno je koji čvor u mreži ima najveću vrednost indeksa $VCPI_{bus}$. Dobijeni rezultati prikazani su na Slici 5. Vrednosti indeksa za tri najkritičnija čvora (61, 64 i 65) prikazana su crvenom bojom. Analizom vrednosti indeksa naponske stabilnosti u pojedinačnim čvorovima, na osnovu

najkritičnije vrednosti (odnosno vrednosti najbliže 1) određeno je optimalno mesto priključenja solarne elektrane – čvor 61. Ovakav rezultat je očekivan, s obzirom na činjenicu da u čvoru 61 postoji daleko veća potrošnja u odnosu na druge čvorove u mreži.

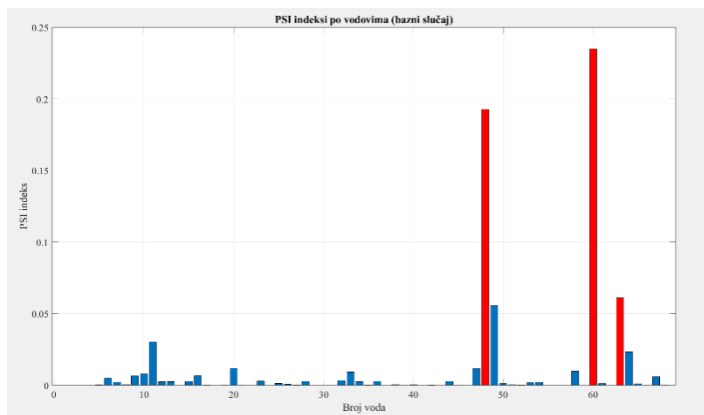


Slika 5. Vrednosti indeksa $VCPI_{bus}$ u čvorovima mreže u baznom slučaju

Analiza na osnovu PSI indeksa naponske stabilnosti

S obzirom na činjenicu da su indeksi naponske stabilnosti aproksimativni metod za statičku analizu stabilnosti napona, rezultati se mogu razlikovati u zavisnosti od toga koji indeks se koristi i koje veličine uvažava. Indeks predikcije naponskog kolapsa $VCPI_{bus}$ predstavlja indeks naponske stabilnosti u čvorovima, dok PSI indeks spada u grupu linijskih indeksa. Ideja je da se korišćenjem još jednog indeksa (PSI) rezultati dobijeni korišćenjem indeksa $VCPI_{bus}$ potvrde.

Na Slici 6. prikazan je grafik na kom se nalaze vrednosti PSI indeksa za svaki vod u IEEE 69 mreži za bazni slučaj, odnosno slučaj bez priključene solarne elektrane.



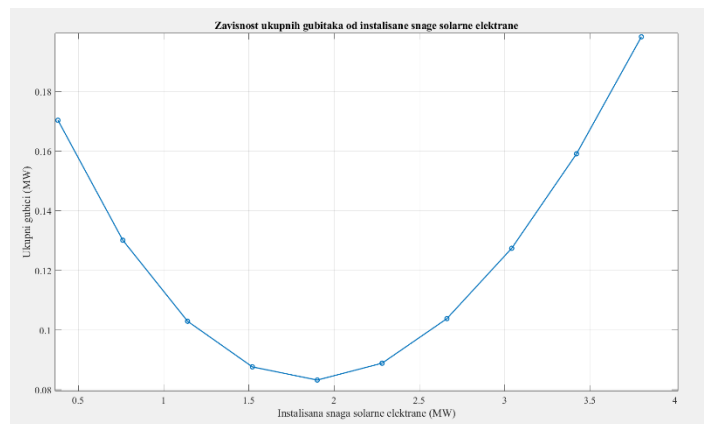
Slika 6. Prikaz vrednosti PSI za sve vodove u IEEE 69 mreži za bazni slučaj

Sa Slike 6. se vidi da su najkritičniji vodovi 60 (između čvorova 60 i 61), 48 (između čvorova 48 i 49) i 63 (između čvorova 63 i 64). Dakle, kritični čvorovi u mreži su 61, 49 i 64. Analiza na osnovu $VCPI_{bus}$ indeksa pokazala je da su najkritičniji čvorovi 61, 64 i 65, pa se može konstatovati da postoji poklapanje u dva od 3 najkritičnija čvora primenom dve različite metode. Uzrok delimičnog nepoklapanja jesu različite veličine koje se koriste prilikom proračuna indeksa, kao i činjenica da pripadaju

različitim grupama koje nemaju istu preciznost (Slika 1.).

Na osnovu analize indeksa $VCPI_{bus}$ i PSI zaključeno je da je optimalna lokacija za priključenje solarne elektrane čvor 61.

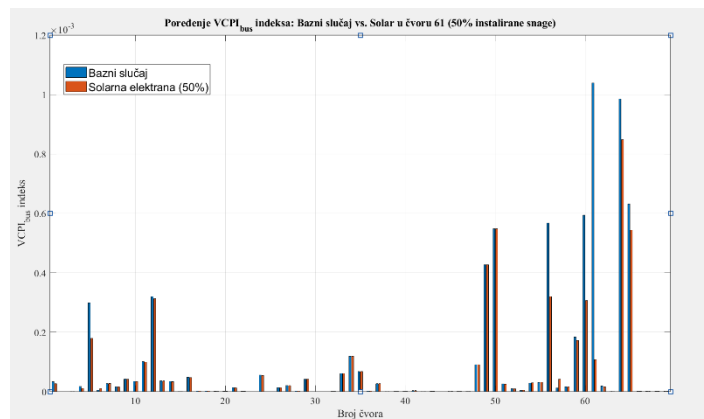
Kada su u pitanju gubici aktivne snage u sistemu, razmatrano je kako na njih utiču solarne elektrane različite instalisane snage priključene u najkritičnijem čvoru – čvoru 61. Na Slici 10. prikazana je zavisnost gubitaka aktivne snage od instalisane snage solarne elektrane (instalisana snaga ide od 10% do 100% ukupne potrošnje aktivne snage u mreži u koracima od 10%).



Slika 7. Zavisnost ukupnih gubitaka aktivne snage u mreži od instalisane snage elektrane

Na osnovu Slike 7. se zaključuje da je optimalna instalisana snaga solarne elektrane jednaka 50% od ukupne potrošnje aktivne snage u mreži. Pre priključenja solarne elektrane, ukupni gubici u sistemu iznosili su 0,224992 MW, dok su ti gubici sa priključenom solarnom elektranom jednaki 0,083249 MW.

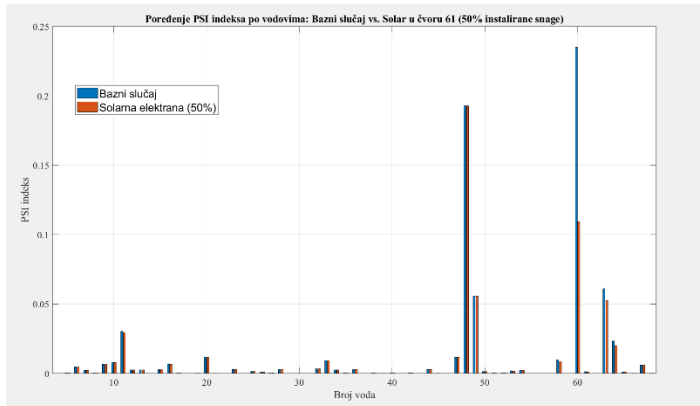
Na Slikama 8. i 9. prikazano je kolike su vrednosti indeksa $VCPI_{bus}$, odnosno PSI pre i nakon priključenja solarne elektrane optimalne snage na optimalnoj lokaciji.



Slika 8. Prikaz vrednosti $VCPI_{bus}$ indeksa pre i nakon priključenja elektrane optimalne snage na optimalnoj lokaciji

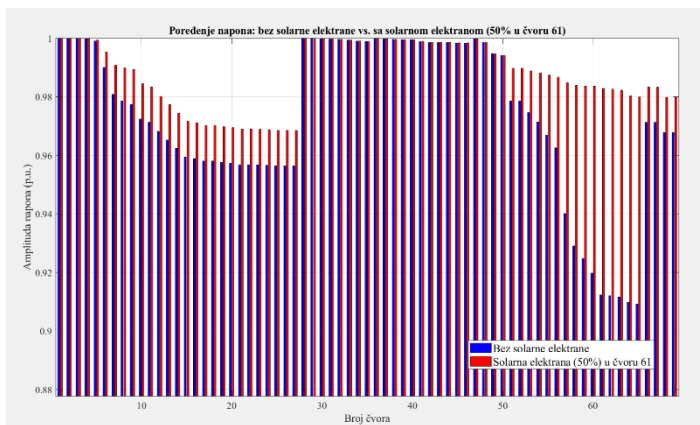
Nakon priključenja elektrane u čvoru 61, čija je instalisana snaga jednaka 50% od ukupnog opterećenja u mreži, indeksi predikcije naponskog kolapsa $VCPI_{bus}$ su se skoro u svim čvorovima smanjili, što ukazuje na povećanje stabilnosti u sistemu. Kao što se može videti na Slici 8, najveće poboljšanje stabilnosti je ostvareno u čvoru 61, gde je elektrana i priključena.

Vrednost PSI indeksa pre priključenja solarne elektrane u čvoru 61 bila je jednaka 0,234875. Nakon priključenja, PSI indeks u čvoru 61 iznosi 0,108817, što govori da se stabilnost napona u tom čvoru poboljšala. Priključenje solarne elektrane optimalne instalisane snage na optimalnoj lokaciji pozitivno je uticalo na stabilnost napona i u ostalim čvorovima, što se može videti na Slici 9, gde su prikazane vrednosti PSI indeksa pre priključenja elektrane, kao i nakon priključenja solarne elektrane u čvoru 61, čija je instalisana snaga jednaka 50% ukupne potrošnje aktivne snage u mreži.



Slika 9. Prikaz vrednosti PSI indeksa pre i nakon priključenja elektrane optimalne snage na optimalnoj lokaciji

Na Slici 10. je za najpovoljniji slučaj priključenja solarne elektrane prikazana vrednost napona u čvorovima. Kako bi se novo stanje uporedilo sa baznim stanjem, na grafiku se nalaze i naponi u čvorovima pre priključenja solarne elektrane.



Slika 10. Poređenje amplitude napona u čvorovima pre priključenja elektrane i nakon priključenja solarne elektrane optimalne instalisane snage na optimalnoj lokaciji

Na osnovu Slike 10. može se primetiti da integracija solarne elektrane optimalne snage na idealnoj lokaciji značajno poboljšava amplitudu napona, približavajući je nominalnoj vrednosti. Pre priključenja, najniže vrednosti napona zabeležene su u čvorovima 65, 64 i 63, iznoseći redom 0,909 r.j., 0,910 r.j. i 0,912 r.j. Nakon priključenja solarne elektrane, ovi naponi se povećavaju na 0,980 r.j., 0,980 r.j. i 0,982 r.j. Dok je pre integracije čvor 65 imao najniži napon (0,910 r.j.), posle priključenja najniža vrednost napona (0,968 r.j.) zabeležena je u

čvoru 27. Kao posledica priključenja solarne elektrane, donji prag napona se podigao.

VI ZAKLJUČAK

U ovom radu analiziran je uticaj solarnih elektrana različite instalirane snage i mesta priključenja na stabilnost napona i gubitke aktivne snage u distributivnoj mreži, pri čemu je standardna IEEE 69 mreža korišćena kao test mreža za analizu. Rezultati su pokazali da pravilno odabrana instalisana snaga i lokacija solarne elektrane mogu doprineti unapređenju stabilnosti napona i smanjenju gubitaka u mreži. Konkretno, solarna elektrana instalirane snage od 50% ukupne aktivne potrošnje, priključena u čvoru broj 61, pokazala se kao optimalno rešenje koje poboljšava stabilnost napona, kako u tom čvoru, tako i na nivou sistema. Smanjuju se i gubici aktivne snage, istovremeno približavajući amplitudu napona nominalnoj vrednosti.

Prikazana analiza je od posebnog značaja kada je instalisana snaga solarnih elektrana, koje čekaju odluku o priključenju, veća od prihvatnog kapaciteta posmatranog dela distributivne mreže. U takvim okolnostima, analiza uticaja na stabilnost napona i gubitke omogućava određivanje prioriteta priključenja solarnih elektrana, favorizujući one koje imaju najbolji uticaj na sistem.

Ova analiza se oslanjala na pretpostavku konstantne potrošnje u mreži. Dalje istraživanje će obuhvatiti dinamične uslove rada mreže, uključujući varijacije u proizvodnji i potrošnji tokom dana, kako bi se preciznije procenio uticaj solarnih elektrana na vrednosti napona. Planirana je primena Monte Karlo simulacija koja je omogućiti uvažavanje više radnih stanja i sveobuhvatniji uvid u performanse mreže, čime se osigurava bolja integracija OIE u elektroenergetski sistem.

LITERATURA

- [1] Electricity 2024, <https://www.iea.org/reports/electricity-2024> [pristupljeno 17.03.2025]
- [2] Uzun, U.E., Pamuk, N., Taskin, S. Effect of Solar Photovoltaic Generation System on Voltage Stability, in Proc. *IEEE Global Energy Conference (Gec) 2022*, Batman, Turkey, pp. 38-41, 26-29, October 2022. <https://doi.org/10.1109/GEC55014.2022.9986740>
- [3] Nguyen, S., Peng, W., Sokolowski, D., Alahakoon, D., Yu, X. Optimizing Rooftop Photovoltaic Distributed Generation with Battery Storage for Peer-to-Peer Energy Trading, *Applied Energy*, Vol. 228, pp. 2567-2580, September 2018. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.07.042>
- [4] Gallo, A.B., Simões-Moreira, J.R., Costa, H.K.M., Santos, M.M., Moutinho dos Santos, E. Energy storage in the energy transition context: A technology review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 65, pp. 800-822, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.07.028>
- [5] Stetz, T., Marten, F., Braun, M. Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol 4, pp. 534-542, April 2013. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2012.2198925>
- [6] Dulău, L.I., Abrudean, M., Bică, D. Effects of Distributed Generation on Electric Power Systems, *Procedia Technology*, Vol. 12, pp. 681-686, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.protcy.2013.12.549>
- [7] Alizadeh Mousavi, O., Bozorg, M., Cherkaoui, R. Preventive Reactive Power Management for Improving Voltage Stability Margin, *Electric Power System Research*, Vol. 96, pp. 36-46, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2012.10.005>
- [8] Gantayet, A., Mohanty, S. An Analytical Approach for Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation Based on a Combined Voltage Stability Index, in Proc. *2015 IEEE Power, Communication and*

- Information Technology Conference (PCITC), Bhubaneswar, India, 15-17, October 2015. <https://doi.org/10.1109/PCITC.2015.7438099>
- [9] Ismail, N. A. M., Zin, A. A. M., Khairuddin, A., Khokhar, S. A Comparison of Voltage Stability Indices, in Proc. 2014 IEEE 8th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO2014), Langkawi, Malaysia, 24-25, July 2014. <https://doi.org/10.1109/MELCON.2006.1653269>
- [10] Modarresi, J., Gholipour, E., Khodabakhshian, A. A Comprehensive Review of the Voltage Stability Indices, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 63, pp. 1-12, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.010>
- [11] Balamourougan, V., Sidhu T.S., Sachdev M.S. Technique for Online Prediction of Voltage Collapse, in Proc. IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Vol 151, No. 4, pp. 453-460, 2004. <https://doi.org/10.1049/ip-gtd:20040612>
- [12] Rambabu, T., Venkata Prasad, P. Optimal Placement and Sizing of DG Based on Power Stability Index in Radial Distribution System, in Proc. 2014 International Conference on Smart Electric Grid (ISEG), Guntur, India, 19-20, September 2014. <https://doi.org/10.1109/ISEG.2014.7005586>
- [13] Moghavvemi, M., Faruque, M.O. Technique for Assessment of Voltage Stability in Ill-Conditioned Radial Distribution Network, IEEE Power Engineering Review, Vol 21, No. 1, pp. 58-60, 2001. <https://doi.org/10.1109/39.893345>
- [14] MATLAB, version R2023b, <https://www.mathworks.com/content/dam/mathworks/mathworks-dot-com/support/updates/r2023b/r2023b-updates-release-notes.pdf> [pristupljeno 22.03.2025]
- [15] Zimmerman, R.D., Murillo-Sánchez, C.E., Thomas, R. J. MATPOWER 7.1 User's Manual, Power Systems Engineering Research Center (PSERC), 2020. <https://matpower.org/docs/MATPOWER-manual-7.1.pdf> [pristupljeno 22.03.2025]
- [16] IEEE 69 Bus System, <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/88111-ieee-69-bus-system> [pristupljeno 22.03.2025]

AUTORI

Doroteja Zarev – asistent, Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet, doroteja.zarev@etf.bg.ac.rs, ORCID [0009-0005-4066-9344](https://orcid.org/0009-0005-4066-9344)

Jelena Stojković Terzić – docent, Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet, jstojkovic@etf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0002-6948-3755](https://orcid.org/0000-0002-6948-3755)

Jovan Trifunović – vanredni profesor, Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet, jovan.trifunovic@etf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0002-1128-0349](https://orcid.org/0000-0002-1128-0349)

Optimal Placement and Sizing of Solar Power Plant for Voltage Stability Improvement

Abstract – This paper addresses the problem of determining the optimal location and capacity of solar power plants in distribution networks to improve voltage stability. Key voltage-related indicators, such as voltage stability and power losses, were analysed on standard IEEE 69 network to identify the optimal location for connecting a solar power plant. The growing deployment of distributed energy resources highlights the importance of proper sizing and positioning of these sources, as improperly located or oversized solar power plants can lead to voltage rise, reverse power flows, and system performance degradation. The purpose of this analysis is to assess how solar power plants, which will be potentially connected to the network, affect voltage stability in distribution networks with limited hosting capacity for renewable energy sources. These issues are particularly significant in cases where the installed capacity of solar power plants awaiting connection exceeds the hosting capacity of the observed part of the distribution network, raising the question of connection prioritization.

Index terms – Voltage stability, Optimal location, Solar power plan, Distribution network, Connection to the grid

Izazovi za energetske sektor i uticaj energetske inflacije na inflaciju u zemljama Jugoistočne Evrope

Aleksandra Prašćević*, Milutin Ješić*

* Ekonomski fakultet, Univerzitet u Beogradu, Beograd

Rezime – Rad je posvećen analizi uticaja poremećaja u energetske sektoru izabranih zemalja Jugoistočne Evrope na ostvarenu inflaciju u njima, kao i odgovorima ekonomske politike na ta kretanja. U fokusu je uticaj energetske inflacije na ukupnu inflaciju. Analiza uključuje osam zemalja Jugoistočne Evrope: Srbiju, Crnu Goru, Bosnu i Hercegovinu, Severnu Makedoniju, Hrvatsku, Albaniju, Bugarsku i Rumuniju, za period od poslednjih pet godina. Energetski sektor se u ovim zemljama suočio sa mnogim izazovima u prošlosti. Nakon udara COVID-19 pandemije, u prethodne tri godine ovi se izazovi prvenstveno odnose na geopolitičke tenzije usled ratnog sukoba u Ukrajini, kao i na energetske krizu sa kojom se suočavala čitava Evropa u kontekstu energetske rata Evrope sa Rusijom. Ove tenzije su izazvale promene u energetske sektoru, otežavajući aktivnost ovog sektora u izabranoj grupi zemalja i provocirajući problem nestašice energije u regionu. To se dešavalo na različite načine u zavisnosti od specifičnosti svake od njih u domenu lakše ili otežane dostupnosti energetske resursa, geografske pozicije, ostvarene energetske bezbednosti, ali i političkih faktora. Ono što je zajedničko za sve njih je uticaj na rast stope inflacije. U radu se za ove zemlje prati i analizira učešće potrošnje energenata od strane stanovništva u ukupnoj potrošnji stanovništva. Vršiti se komparativna analiza ukupne inflacije i inflacije ostvarene u energetske sektoru u domenu električne energije, kao i pondera električne energije u CPI indeksu. Na osnovu toga dolazi se do zaključaka o uticaju volatilnosti cena u energetske sektoru na ukupnu cenovnu stabilnost u ovim zemljama. Istražuju se izazovi sa kojima se suočavaju kreatori ekonomske i energetske politike u domenu izvora električne energije i daju određene preporuke za poboljšanja, sa aspekta uticaja na inflaciju.

Ključne reči - energetske sektor, inflacija, energetske inflacija, ekonomske politika

I UVOD

Energetski sektor se pokazuje kao odlučujući za makroekonomske stabilnost i ekonomski razvoj pojedinačnih, ali i globalne ekonomije. Još od vremena Prve industrijske revolucije, kada je mašina zamenila ljudski rad, a pogonska energija postala važan faktor za povećanje obima proizvodnje i ekonomskog napretka, preko Druge industrijske (ili Tehnološke) revolucije, koja je za svoju okosnicu od sredine XIX veka upravo imala otkrića u domenu energetike (otkriće prvog izvora nafte u SAD-u sredinom XIX veka), kao i primene novih izvora energije u industriji, ali i u svakodnevnom životu ljudi, uz naučna otkrića u oblasti elektrotehnike (motor na naizmeničnu struju, transformator, benzinski motor), ubrzani ekonomski

razvoj i transformacija ljudskog društva u potrošačko društvo masovne proizvodnje i potrošnje, zavisili su od energetske sektora. Kasnije, tokom XX veka tehnološki napredak savremenog čovečanstva i ekonomski razvoj koji je bio nezabeležen u ljudskoj istoriji, te se nije mogao porediti ni sa jednim drugim periodom u prošlosti, omogućavajući rast životnog standarda ljudi širom sveta, bili su tesno povezani sa povećanim značajem energetske resursa, kao i čitavog energetske sektora.

Globalizacija kao ekonomski proces internacionalizacije proizvodnje i poslovanja, kroz međunarodnu integraciju tržišta, tehnologija i država, doveo je do neslučenih razmera ekonomski međuzavisnost između zemalja, povećao je značaj energetske sektora, a promenio je i način na koji se gleda na energetske resurse, njihovu dostupnost i bezbednost njihovog pribavljanja (energetske stabilnost i sigurnost). Ovaj proces je doveo do enormnog povećanja globalnog obima proizvodnje i u energetske sektoru, ali i povećane međuzavisnosti energetske sektora pojedinačnih zemalja. Zbog toga ne čudi da je jedan od važnih procesa u ovom sektoru upravo energetske međunarodna međuzavisnost, kao i formulisane zajedničkog regulatornog okvira u oblastima koje pokriva energetske sektor.

Kada se sve navedeno uzme u obzir ne čudi da su zbog energetske resursa i energetske kriza u prošlosti otpočinjali ratovi, generisali se politički sukobi unutar zemalja širom sveta, i u različitim epohama. Danas su dešavanja u energetske sektoru u centru geopolitičkih sukobljavanja između ključnih svetske igrača, kakve su SAD, Kina, Rusija i Evropska Unija. Za male evropske ekonomije u periodu povećane geopolitičke nestabilnosti, naročito intenzivirane sa početkom rata u Ukrajini od februara 2022. godine, posebno važan postaje energetske sektor, kao i sposobnost ovih zemalja da obezbede sigurnu dostupnost energetske resursa, jer kao što je poznato – nema rasta ekonomske aktivnosti, niti održivog ekonomskog razvoja bez energenata i njihove dostupnosti po prihvatljivim cenama i ekološkim standardima. Do izražaja dolazi regionalna saradnja u oblasti energetske sektora, a uticaj energetske značajnih igrača kakve su SAD i Rusija predstavlja izraz njihovih geopolitičkih i geoekonomske interesa u određenim zemljama i regionima.

Svi navedeni faktori važni su i za razmatranje dešavanja u energetske sektoru zemalja regiona Jugoistočne Evrope tokom poslednjih pet godina, kao i uticaja na makroekonomske kretanja u ovim zemljama u ovom periodu tokom koga su zabeležene rastuće neizvesnosti i rizici, a s obzirom da su se tokom ovog perioda desila dva značajna šoka – pandemija COVID-a 19 i rat

u Ukrajini. Oba šoka su se itekako odrazila na energetske sektor, izazivajući različite poremećaje u ovom sektoru koji su se transmitovali na makroekonomske veličine, prevashodno na kretanje stope inflacije u ovim zemljama. Upravo ovim temama posvećen je ovaj rad u kome se analiziraju poremećaji u energetske sektoru osam zemalja Jugoistočne Evrope (Srbija, Crna Gora, BiH, Severna Makedonija, Albanija, Hrvatska, Bugarska i Rumunija) i njihov uticaj na ostvarenu inflaciju u njima, kao i odgovorima ekonomske politike na ta kretanja. Nakon, uvodnog poglavlja, kao i poglavlja u kome se daje prikaz izazova za energetske sektor u ovom regionu, u trećem poglavlju se razmatra teorijsko objašnjenje uticaja šokova na kretanje u visini inflacije. U četvrtom poglavlju se vrši komparativna analiza ukupne inflacije i inflacije ostvarene u energetske sektoru u domenu električne energije, kao i pondera električne energije u CPI indeksu. U petom poglavlju rada predstavljaju se ključni odgovori kreatora ekonomske i energetske politike, sa posebnim osvrtom na odgovore primenjene u Srbiji u protekle tri godine. U poslednjem poglavlju se daju zaključci o uticaju volatilnosti cena u energetske sektoru na ukupnu cenovnu stabilnost u ovim zemljama, kao i o uspešnosti preduzetih mera od strane kreatora ekonomske i energetske politike u ovim zemljama.

II IZAZOVI ZA ENERGETSKI SEKTOR ZEMALJA REGIONA JUGOISTOČNE EVROPE

Integracija energetske tržišta je postala prioritarna u energetske politici EU jer je trebalo da obezbedi troškovno efikasniji i konkurentniji elektroenergetski sistem, njegovu sigurnost i prekograničnu solidarnost, kao i veće učešće obnovljivih izvora energije. Za to je potreban razvoj odgovarajuće infrastrukture i kapitalnih dobara u energetske sektoru, kao i tržišnih pravila, regulacije i politika kojima bi se realizovali navedeni ciljevi.

Značaj koji energetske sektor ima za ekonomski razvoj zemalja Jugoistočne Evrope, ali i za njihovu makroekonomsku i političku stabilnost, Evropska Unija je davno uočila. Zbog toga je pokrenut proces formiranja energetske zajednice ovog regiona, što je rezultiralo Sporazumom o energetske zajednici za Jugoistočnu Evropu koju su potpisale zemlje Jugoistočne Evrope još 2005. godine, a stupio je na snagu 01. jula 2006. godine, kojim je definisano tržište električne energije i prirodnog gasa, kroz stvaranje jedinstvenog regulatornog okvira u oblasti energije.

Motivi za formiranje energetske zajednice ovog regiona bili su mnogobrojni. Najpre, bilo je jasno da dostupnost energije predstavlja osnov za održivost ekonomskog rasta i razvoja zemalja ovog regiona. Drugo, u vreme potpisivanja Sporazuma, ove zemlje su predstavljale najbliže susedstvo EU, kao i njene strateške partnere u mnogim oblastima (trgovina, spoljna politika, obrazovanje i energija). Sve zemlje regiona su za svoj politički cilj imale priključenje EU. Zbog toga se energija pokazala kao jedan od preduslova za ekonomski oporavak ovih zemalja koje su u to vreme beležile i dalje slabe ekonomske rezultate, kao i za njihovo priključivanje EU, ali i za prevazilaženje međusobnih sukoba, s obzirom da su prethodile godine ratnih sukoba između nekih od ovih zemalja (u procesu raspada bivše SFRJ).

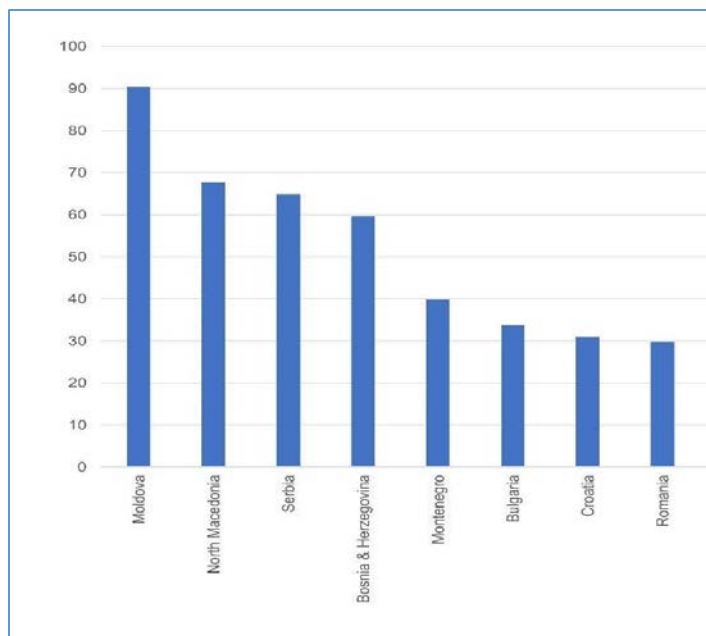
Region je beležio nestašicu energije, a Sporazumom je stvoren jedinstven regulatorni okvir za prekograničnu trgovinu energijom, dok su zemlje regiona prihvatile važeća opšta pravila u oblasti energije koja se odnose i na zaštitu životne sredine i konkurenciju. To je Sporazumom učinjeno sa ciljem definisanja tržišta električne energije i prirodnog gasa za zemlje ovog regiona čime je trebalo obezbediti efikasnije korišćenje energije, manji negativni uticaj na životnu sredinu, smanjenje energetske siromaštva, odgovarajuće nacionalne energetske politike, ali i regionalnu energetske politiku, sve usaglašeno i sa energetske politikom i ciljevima EU u oblasti energetike. Sve to je trebalo da predupredi posledice koje bi moguće energetske krize mogle da izazovu u ovom regionu.

Vremenom su neke zemlje, prvobitne potpisnice Sporazuma, postale i članice EU, što je svakako promenilo njihovu poziciju i političku, i ekonomsku, međutim, i dalje su ostale neke sličnosti u problemima i izazovima sa kojima se ove zemlje i danas suočavaju. Zbog toga se one i danas mogu proučavati kao deo jedinstvenog regiona Jugoistočne Evrope, što u radu i činimo. Neki od ovih izazova su izvan okvira delovanja ovih zemalja i njihovih mogućnosti da ih preduprede. Prvenstveno se to odnosi na geopolitičke faktore nestabilnosti izazvane ratom u Ukrajini usled vojne intervencije Rusije u ovoj zemlji, koja je praćena i svojevršnim „energetskim ratom“ Evrope sa Rusijom, usled nametanja sankcija EU energetske sektoru Rusije sa namerom da se Evropa oslobodi energetske zavisnosti od Rusije, kao i da se Rusiji smanje finansijski prihodi od prodaje energenata, kojima bi finansirala svoje ratne planove. To je izazvalo značajne promene u energetske sektoru Evrope. Neke od tih promena su bile u skladu sa zacrtanom energetske politikom EU, njenim ciljevima i energetske tranzicijom ka „zelenoj ekonomiji“ i obnovljivim izvorima energije. Međutim, u nekim zemljama, a to su pre svega zemlje regiona Jugoistočne Evrope, postizanje ovih ciljeva i energetske tranzicija su odložene zbog potrebe da se prvenstveno obezbedi stabilnost snabdevanja energijom koja je dramatično ugrožena tokom poslednje tri godine.

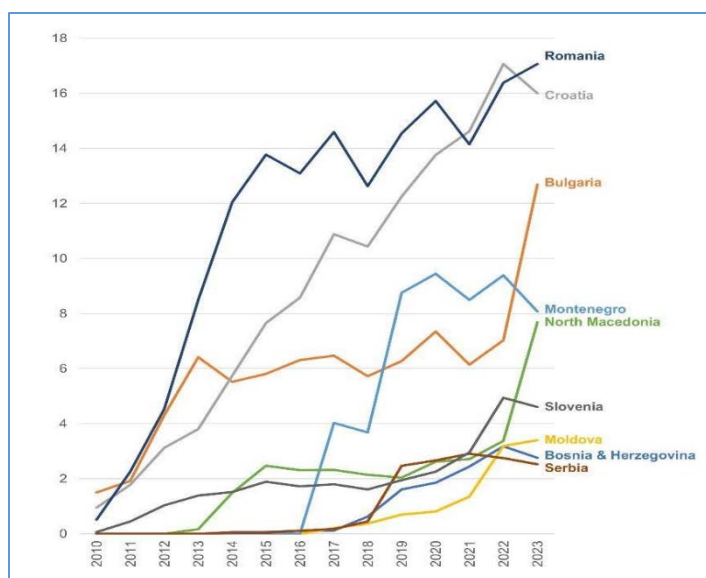
Evropska energetske tranzicija u dekarbonizovanu i „zeleniju“ ekonomsku budućnost kasni u regionu Jugoistočne Evrope, u odnosu na druge evropske regione, jer mnoge zemlje nastavljaju da koriste u značajnoj meri ugalj za proizvodnju električne energije da bi izašle u susret povećanoj tražnji, kako od strane domaćinstava, tako i od strane privrede. Valja u obzir uzeti i da se troškovi proizvodnje električne energije i njena cena (za domaćinstva i privredu) i dalje javljaju kao veoma važni faktori vođenja energetske politike u zemljama Jugoistočne Evrope, jer se i dalje radi o relativno siromašnim zemljama, naročito kada je reč o zemljama izvan EU (Srbija, Crna Gora, Bosna i Hercegovina, Severna Makedonija i Albanija).

Uzimajući u obzir da energetske tranzicija košta, pitanje je da li su zemlje regiona Jugoistočne Evrope spremne da u ovom trenutku podnesu ove dodatne troškove, a da bi obezbedile svoj udeo u procesima dekarbonizacije koje je EU prihvatila kao ciljeve energetske tranzicije. Nepovoljan odgovor na ovo pitanje u velikoj je meri razlog za nepostojanje političke hrabrosti i političke odluke da se u ovakvu tranziciju ozbiljno uđe. EU se prihvatanjem Pariskog Sporazuma obavezala da do 2050. godine prestane sa korišćenjem fosilnih goriva (ugalj, nafta i gas). S

obzirom da su zemlje regiona potpisale sa EU u novembru 2020. godine Zelenu Agendu, one su i same prihvatile i obavezale se da prihvate Zakon o klimi Evropske Unije, a time i da se dekarbonizuju do 2050. godine. Ipak, rokovi u ovom procesu, niti faze u tom procesu nisu jasno definisane. Neke od zemalja ovog regiona (Srbija i BiH), mada se njihov broj smanjio, čak planiraju izgradnju novih energetske kapaciteta na uglj. O značaju korišćenja fosilnih goriva za proizvodnju električne energije u regionu govori i njihov visok procenat u svim zemljama regiona, osim u Albaniji gde se gotovo cela proizvodnja električne energije svodi na korišćenje hidro potencijala (Slika 1).



Slika 1. Procenat učešća fosilnih goriva u proizvodnji električne energije u 2023. godini [1]



Slika 2. Procenat električne energije proizvedene iz vetra i sunca u odabranim zemljama regiona i EU (2010-2023) [1]

Prirodni faktori i uslovi koji postoje u zemljama regiona, kao što su dostupnost i mogućnost korišćenja energije sunca ili energije vetra, mogu se smatrati pozitivnim faktorima u ovim procesima. Naravno, zemlje koje su već članice EU iz ovog regiona beleže značajniji napredak u odnosu na ostale zemlje, mada i među njima ima razlika (Slika 2). Radi detaljnijeg uvida u stanje energetskog sektora u regionu, navodimo neke zajedničke elemente, kao i pojedinačne karakteristike za svaku od zemalja.

Poredeći sa podacima o generisanju električne energije na nivou EU iz fosilnih goriva koja iznosi 33%, dok je 67% učešće tzv. čiste električne energije, jasno je da region značajno kasni za ostatkom Evrope u energetske tranziciji [1].

Ograničavajući faktori koji su za zemlje regiona zajednički, naročito za one van EU, iako različito važni za svaku pojedinačnu zemlju su sledeći [2]:

- nepovoljni politički i geopolitički uslovi u energetskom sektoru, udruženi sa nedostatkom vladavine prava i transparentnosti;
- zastareli kapaciteti energetskog sistema, pogrešna rešenja i razumevanje brzine promena u sistemu;
- nekompletna implementacija pravila Evropske Unije u energetskom sektoru zemalja regiona;
- nedostatak političke hrabrosti da se kreatori politike uhvate u koštac sa zatvaranjem rudnika i pravednom tranzicijom;
- nedostatak političke volje da se otvore tržišta, kao i da se sarađuje i da se realizuje regionalna sinergija;
- politička nestabilnost i nedostatak institucionalnih kapaciteta.

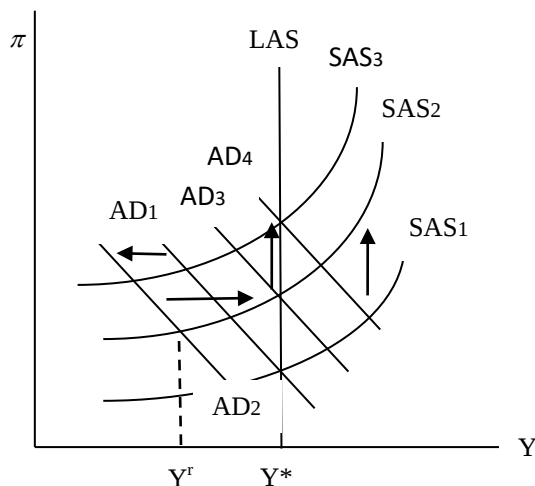
Kada posmatramo raspolaganje energetskim izvorima i kapacitetima u zemljama regiona možemo uočiti značajne razlike. Neke se oslanjaju na uglj, specifično lignit, a neke na hidro-energiju, sa razlikama i u korišćenju vetra, sunca i gasa. Slične se razlike u pozicijama mogu utvrditi i u vezi sa pitanjem da li se proizvodnjom električne energije podmiruju sopstvene potrebe i da li je zemlja mogući izvoznik struje. Bugarska i BiH se javljaju kao izvoznice električne energije, dok su Albanija, Hrvatska i Severna Makedonija najčešće uvoznice, Srbija i Rumunija uspevaju da podmiri sopstvene potrebe, mada se i to poslednjih godina promenilo. Naročito je to slučaj sa Srbijom koja je zbog značajnih poremećaja u funkcionisanju Elektroprivrede Srbije, ključnog preduzeća za proizvodnju električne energije, poslednjih godina počela sa značajnijim uvozom struje.

Sve zemlje regiona su usvojile odgovarajuće energetske strategije u kojima su zacrtani ciljevi u oblasti energetske tranzicije, ali i energetske sigurnosti. Ipak, ovo se pokazuje kao nedovoljno za prevazilaženje najvažnijih nedostataka u funkcionisanju energetskog sektora ovih zemalja. Ne postoji ni jasna politika, ni plan o podeli troškova energetske tranzicije unutar društva, kao i prihvatanja društvenih posledica dekarbonizacije energetike i ekonomije. Energetska efikasnost nije dobila odgovarajuće mesto niti u okviru agendi javnih politika, ali ni u svakodnevnom životu ljudi. Većina stanovništva, ali i kreatora politike u ovim zemljama i dalje nije dovoljno svesna potrebe za izgradnjom energetski efikasnih

zgrada i objekata jer bi se manje energije trošilo zimi za grejanje, a manje i leti, za hlađenje. U nekim zemljama regiona (Albanija) postoje i dalje značajni gubici i tehnički i komercijalni u distribuciji električne energije (čak 22%), što govori o neadekvatnosti elektroenergetskog sistema.

III UTICAJ ŠOKOVA COVID-19 I RATA U UKRAJINI NA INFLACIJU

Period od poslednjih pet godina koji u radu pratimo, obeležen je izrazitom neizvesnošću i povećanim rizicima, koji su delimično poticali iz samog energetskog sektora, a delimično su se prenosili na ovaj sektor, dok im je izvor bio u drugim područjima ekonomske aktivnosti i života ljudi [3]. Svakako, poremećaji i nestabilnost u sektoru energetike su bili prisutni tokom proteklih pet godina. U nekim od ovih zemalja, kao što je Srbija, situacija u ovom sektoru se i sada dramatično može pogoršati i najavom stupanja na snagu sankcija Naftnoj industriji Srbije (NIS-u), koju su nametnule SAD (prvobitno od kraja februara 2025., a kasnije kraćim odlaganjem).



Slika 3. Recesioni i inflacioni mehanizam u AS-AD modelu (usled delovanja šoka pandemije i šoka rata u Ukrajini)

Dva šoka su delovala u prethodnih pet godina. Prvi šok se odnosi na pandemiju COVID-19, koja je imala efekte kako na stranu agregatne tražnje, tako i na stranu agregatne ponude, a time i na energetske sektor. U prvo vreme, na početku pandemije (tokom 2020. godine) usled „zatvaranja“ ekonomija i građana, došlo je do smanjenja proizvodnje, ali i agregatne tražnje, što je imalo svoje posledice i na smanjenu tražnju za energentima, a što je uticalo na smanjenje njihove cene (pad cene nafte i prirodnog gasa). S oporavkom privredne aktivnosti koja je pratila mere za suzbijanje pandemije (vakcinisanje stanovništva) i povratak na relativno normalan život, došlo je i do oporavka tražnje za energentima, pa i njihovih cena, generišući delimično i inflaciju.

Početno je tokom 2020. došlo do recesionog efekta pada agregatne tražnje zbog drastičnog smanjenja potrošnje domaćinstava, kao i smanjenja investicija privrede, ali i pada agregatne ponude, usled smanjenja proizvodnje, poremećaja transporta i lanaca snabdevanja ne samo finalnih proizvoda, već i sirovina i poluproizvoda. To se može predstavi pomeranjem u levo krivih agregatne tražnje i agregatne ponude – sa AD_1 na AD_2

i sa AS_1 na AS_2 (Slika 3). Nakon, toga mnogobrojni razlozi su tokom 2022. godine doveli do rasta inflacije u zemljama širom sveta, pa i u ekonomijama Jugoistočne Evrope. Oni bi se mogli svesti na faktore koji su delovali sa strane agregatne tražnje koji su poticali od mera ekspanzivne fiskalne i monetarne politike, za koje se ispostavilo da su bile isuviše ekspanzivne jer se agregatna tražnja oporavila i sama i to zbog povratka u normalan život ljudi koji su nakon pandemije bili željni da se vrate ranijim navikama, utičući na povećanje njihove potrošnje (pomeranje u desno krive agregatne tražnje – sa AD_2 na AD_3 i AD_4 , na Slici 3).

Međutim, proinflatorni faktori su delovali i sa strane agregatne ponude, utičući na pomeranje krive agregatne ponude AS na više (sa AS_2 na AS_3), u čemu su odlučujuću ulogu odigrala upravo nepovoljna kretanja u energetske sektoru. Šokovi agregatne ponude su do izražaja još više došli nakon otpočinjanja ratnog sukoba Rusije i Ukrajine, od kraja februara 2022. godine. Faktori koji su izazvali šokove ponude su sledeći:

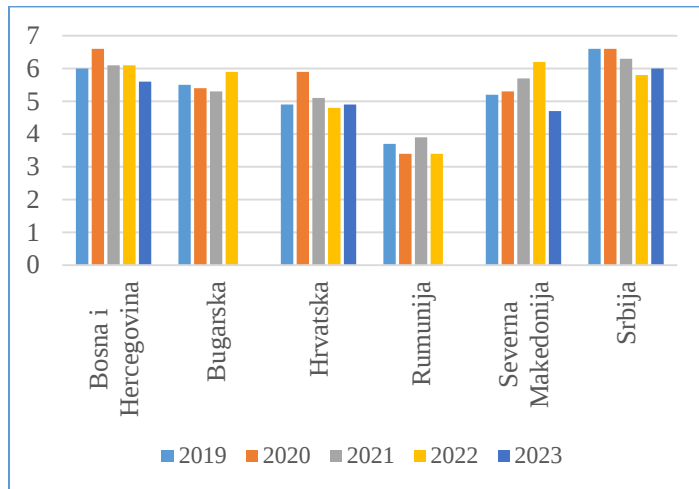
- neusklađenost ponude i tražnje finalnih proizvoda – pad agregatne ponude usled smanjenja tražnje u prethodnom periodu koji je za posledicu imao greške u planiranju buduće proizvodnje i njeno smanjenje, umesto njenog povećanja (privredni subjekti nisu mogli da tačno anticipiraju kada će se pandemija završiti, a tražnja za finalnim proizvodima oporaviti);
- neusklađenost ponude i tražnje sirovina – rast cena sirovina na svetskim tržištima usled rasta tražnje za njima u post-pandemijskom periodu, što je povećalo troškove proizvodnje, pa i cene finalnih proizvoda;
- neusklađenost ponude i tražnje energenata – rast cene energenata (rast tzv. energetske inflacije) i njihov nedostatak usled ratnog sukoba u Ukrajini i nametnutih sankcija Rusiji u oblasti energetike, ali i finansijskih sankcija Rusiji, što je otežalo snabdevanje evropskih zemalja energentima, uključujući i zemlje regiona Jugoistočne Evrope.

IV KOMPARATIVNA ANALIZA

Ovaj deo rada posvećen je sagledavanju energetske inflacije, kao i njenom uticaju na ukupnu inflaciju. Treba napomenuti da je fokus ovog rada na samo jednom segmentu energetske inflacije, a to je energetska inflacija u domenu električne energije. Jasno je da se energetska inflacija može javiti kao posledica poremećaja ne samo u domenu električne energije, nego i drugim, poput gasa, nafte i naftnih derivata itd. Ipak, kadgod su podaci dostupni na nivou podsektora koji se tiče isključivo električne energije, ti podaci će biti uzeti u razmatranje, a ukoliko nisu dostupni biće uzeti dostupni podaci za šire definisan sektor. U tu svrhu biće analizirano nekoliko indikatora čije kretanje može dati odgovor na pitanje koji su najznačajniji faktori transmisije energetske inflacije na ukupnu inflaciju.

Komparativna analiza uključuje osam zemalja Jugoistočne Evrope: Srbiju, Crnu Goru, Bosnu i Hercegovinu, Severnu Makedoniju, Hrvatsku, Albaniju, Bugarsku i Rumuniju. Radi uporedivosti podataka u analizi će biti korišćeni isključivo podaci iz EUROSTAT baze podataka. Ukoliko za pojedine pokazatelje, za pojedine države, podaci nisu dostupni, to će jasno biti naznačeno. Reč je o podacima na godišnjem nivou koji su

dostupni za period od poslednjih pet godina. Budući da podaci za energetski sektor ponekad bivaju objavljeni sa zakašnjenjem, zbog specifičnosti samog sektora, pojedini indikatori su prikazani u intervalu [2019-2023], a pojedini u intervalu [2020-2024]. Podaci u vezi sa cenom električne energije dostupni su na polugodišnjem nivou. Treba napomenuti da podaci za Albaniju nisu dostupni u Eurostat bazi podataka. Pored toga, podaci za 2023. godinu za Bugarsku i Rumuniju takođe nisu dostupni.



Slika 4. Rashodi domaćinstava za finalnu potrošnju za električnu energiju, gas i druga goriva (procenat od ukupne potrošnje) [4]

Na Slici 4 prikazani su rashodi domaćinstava za finalnu potrošnju za električnu energiju, gas i druga goriva izraženi kao procenat od ukupne potrošnje. Ovaj indikator je veoma važan za sagledavanje jedne vrste pokazatelja priuštivosti ovih konkretnih dobara. Naime, obično se kao indikatori priuštivosti uzimaju izdaci za ova dobra kao procenat ukupnih prihoda domaćinstava, ali neretko i kao procenat ukupnih rashoda, što će sada biti slučaj. Informativna vrednost ovog indikatora je za ovu analizu od višestrukog značaja. Rashodi domaćinstava za finalnu potrošnju za ova dobra kao procenat od ukupne potrošnje su najveći u Srbiji u većini posmatranih godina, a zatim u Bosni i Hercegovini. Najniži su u Rumuniji. Budući da je period posmatranja kratak, teško je izvesti zaključak o trendovima, ali je jasno da je kod određenih zemalja volatilnost ovog pokazatelja merena standardnom devijacijom znatno niža (npr. Rumunija i Bugarska), srednja (Bosna i Hercegovina, Srbija i Hrvatska), visoka (Severna Makedonija). Viši izdaci domaćinstava za ovu namenu, kao i njihova veća volatilnost, ukazuju na veću ugroženost domaćinstava promenama cena ovih dobara.

Naredne dve tabele (Tabela 1 i Tabela 2) su posvećene sagledavanju ukupne inflacije i energetske inflacije u domenu električne energije. To će biti osnov za analizu značaja prelivanja energetske inflacije na ukupnu inflaciju. Poslednja energetska kriza (od 2022. godine) koja je zahvatila čitav svet, a zbog svog geopolitičkog položaja najviše Evropu, značajno se odrazila i na države Jugoistočne Evrope koje su jedinice posmatranja u ovoj analizi. Period niske inflacije završen je 2021. god., a već od 2022. god. energetska kriza je ostvarila značajan efekat. Ukupna inflacija je u svim posmatranim državama značajno skočila, čak

preko 10%, osim u Albaniji. Sledeće 2023. godine, ukupna inflacija je umanjena, ali je do stabilizacije došlo tek 2024. god.

Tabela 1. Prosečna godišnja promena Indeksa potrošačkih cena - inflacija [4]

	2020	2021	2022	2023	2024
Albanija	2,2	2,3	6,6	5,3	2,6
Bugarska	1,2	2,8	13	8,6	2,6
Crna Gora	-0,5	2,5	11,9	8,7	3,6
Hrvatska	0	2,7	10,7	8,4	4
Rumunija	2,3	4,1	12	9,7	5,8
Severna Makedonija	1,2	3,4	14	9	4,2
Srbija	1,8	4	11,7	12,1	4,8

Napomene: Podaci za Bosnu i Hercegovinu nisu dostupni u Eurostat bazi podataka

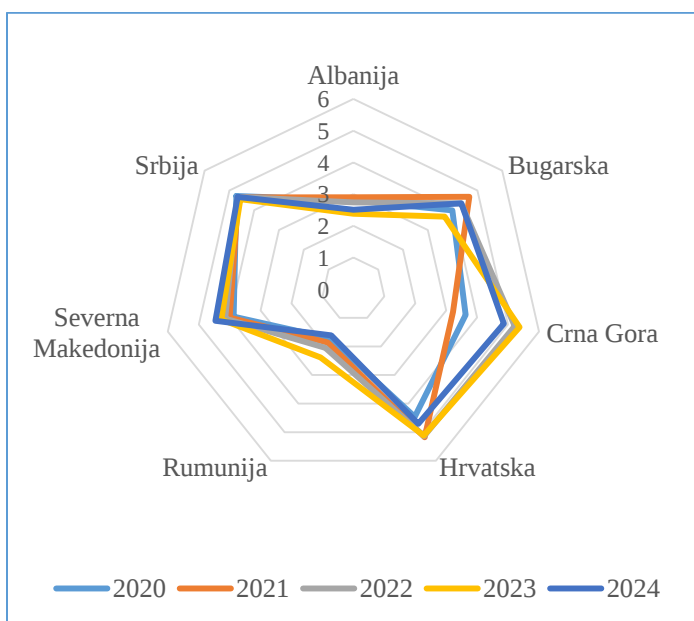
Tabela 2. Prosečna godišnja promena energetske inflacije (električna energija) [4]

	2020	2021	2022	2023	2024
Bugarska	2,9	3,6	3,9	3,9	3
Crna Gora	-1,2	NA	NA	NA	2,9
Hrvatska	0,8	0,3	8,6	4	1,1
Rumunija	0,8	18,6	17,5	1,5	-1,9
Severna Makedonija	3,1	4,2	14,6	10,8	0,8
Srbija	3,7	7,9	4,2	20,9	8,3

Napomene: Podaci za Bosnu i Hercegovinu i Albaniju nisu dostupni u Eurostat bazi podataka

Kada je reč o energetske inflaciji, jasno je da je ona značajan generator ukupne inflacije. Međutim, nisu sve države jednako podnele opterećenje energetske krize. Iz naredne tabele se vidi da je najveći skok u ovom domenu energetske inflacije imala Rumunija, a potom Srbija, s tim što je Srbija za razliku od ostalih posmatranih država pik doživela 2023. god. Sa druge strane volatilnost energetske inflacije u Bugarskoj je bila najmanja. Već tokom 2024. god. stabilizovana je energetska inflacija u većini država, sem u Srbiji gde je i dalje bila prilično visoka.

Jedan od najinformativnijih indikatora koji govori o uticaju promene cena električne energije na ukupnu inflaciju jeste ponder za električnu energiju u CPI indeksu (Slika 5). Naime, ukupna inflacija merena CPI indeksom zavisi od kretanja cena svih dobara i usluga koje ulaze u ovaj indeks, ali njihov ponder značaja nije isti. S tim u vezi, cene električne energije u poslednjoj posmatranoj godini imaju ponder u CPI indeksu prema sledećem rasporedu od najvišeg do najnižeg: Crna Gora, Hrvatska, Srbija, Severna Makedonija, Bugarska, Albanija, Rumunija. Podaci za Bosnu i Hercegovinu nisu dostupni u Eurostat bazi podataka. To znači da su zemlje koje imaju veći ponder električne energije u svom CPI indeksu značajno osetljivije na promene cena električne energije, jer se takve promene cena značajnije reflektuju na ukupan nivo inflacije. U tom kontekstu je posebnu pažnju u vođenju energetske politike potrebno pridavati kod navedenih država sa većim ponderom.



Slika 5. Ponderi za električnu energiju u CPI indeksu [4]

Naredna tabela (Tabela 3) pokazuje pregled cena električne energije za kategoriju domaćinstava. Treba imati na umu da EUROSTAT [4] daje podatke o cenama na polugodišnjem nivou za domaćinstva prema sledećim zonama potrošnje: < 1000 kWh; 1000 kWh do 2500 kWh; 2500 kWh do 5000 kWh; 5000 kWh do 15000 kWh; > 15000 kWh. Za potrebe ove analize odabrano je domaćinstvo koje troši godišnje u proseku od 2500 kWh do 4999

kWh. Cene mogu biti izražene u jedinicama domaće valute, evrima (€) ili u jedinicama jednake kupovne snage. Najinformativniji podaci predstavljaju cene izražene u jedinicama jednake kupovne snage, jer je na osnovu njih jasno koliko je zaista opterećenje domaćinstava, budući da primanja domaćinstava nisu ista u različitim državama. U tom kontekstu, ovi podaci omogućavaju lakše poređenje između država. Ako posmatramo prvih šest meseci 2024. god. jasno je da je cena električne energije za domaćinstva najjeftinija u Bosni i Hercegovini, pa zatim u Crnoj Gori, Srbiji itd., a najskuplja je u Rumuniji. Posmatrajući po godinama, to opterećenje je relativno stabilno, mada se kod Srbije uočava jedan uzlazni trend. Treba naglasiti da je najčešće cena električne energije za domaćinstva regulisana, pa tako ne trpi veće promene usled promena cena na slobodnom tržištu. Kada je konkretno reč o Srbiji, regulisane su cene prenosa i cene distribucije električne energije za sve korisnike sistema, kao i cene određenih pomoćnih usluga. Pored napred navedenih mogu biti regulisane i cene električne energije za garantovano snabdevanje i cene zakupa rezerve snage za sistemske usluge sekundarne i tercijarne regulacije. Na regulisanom tržištu električnu energiju kupuju samo domaćinstva i mali kupci (koji za sticanje statusa malog kupca osim uslova po godišnjem prihodu i broju zaposlenih, imaju i ograničenje na 30.000 kWh potrošnje u prethodnoj kalendarskoj godini i svi njihovi objekti moraju biti priključeni na mrežu napona nižeg od 1 kV). Stoga je cena električne energije za krajnje potrošače delimično derivat susretanja ponude i tražnje za električnom energijom na samom tržištu, a često, mnogo više, i drugih determinanti, poput regulatornih ograničenja, politike države (makroekonomske, ali i socijalne), međunarodnih faktora itd. [5].

Tabela 3. Cene električne energije za domaćinstva (polugodišnji podaci u jedinicama jednake kupovne snage)

	2020-S1	2020-S2	2021-S1	2021-S2	2022-S1	2022-S2	2023-S1	2023-S2	2024-S1
Albanija	0,1792	0,1792	0,1771	0,1771	0,1778	0,1778	0,1789	0,1792	0,1812
Bosna i Hercegovina	0,1698	0,1760	0,1708	0,1669	0,1706	0,1714	0,1607	0,1526	0,1565
Bugarska	0,1850	0,1822	0,1900	0,1976	0,1981	0,2068	0,1887	0,1977	0,1967
Crna Gora	0,1959	0,1981	0,1943	0,1871	0,1846	0,1907	0,1773	0,1777	0,1706
Hrvatska	0,2016	0,2028	0,2005	0,2010	0,2082	0,227	0,2223	0,2197	0,213
Rumunija	0,2750	0,2755	0,2947	0,3025	0,4236	0,6082	0,3386	0,3435	0,3331
Severna Makedonija	0,1701	0,1814	0,1830	0,1768	0,1979	0,2211	0,2202	0,2441	0,2141
Srbija	0,1388	0,1386	0,1487	0,149	0,1484	0,1596	0,1677	0,1791	0,1764

Napomene: Cene su prikazane po kWh za domaćinstvo koje troši godišnje u proseku od 2500 kWh do 4999 kWh. Cene uključuju poreze i naknade

Sa druge strane cene električne energije za ostale potrošače u koju spada i privreda se uglavnom formiraju na slobodnom tržištu. I ovi podaci dostupni su po zonama potrošnje merene u MWh, ali su sada prikazane prosečne cene za sve nivoe potrošnje u jedinicama jednake kupovne snage (Tabela 4).

U prvih šest meseci 2024. god. cena električne energije za ostale potrošače najjeftinija je u Bosni i Hercegovini, pa zatim u Bugarskoj, Albaniji, itd. a najskuplja u Hrvatskoj. Posmatrajući po godinama, to opterećenje je relativno stabilno sem u doba pika energetske krize, mada se kod Srbije, kao i u slučaju cena za domaćinstvo, uočava jedan uzlazni trend. Podaci za Crnu Goru nisu dostupni u Eurostat bazi podataka.

Potrebno je pomenuti da navedene cene uključuju sve poreze i naknade. U ovoj analizi fokus nije bio na komponentama cena, za koje je obično odgovorna država. U pitanju su razne vrste fiskalnih i parafiskalnih nameta. Ipak, promene tih komponenti cena značajno mogu uticati na finalnu cenu električne energije, a potom i na ukupnu inflaciju.

Na osnovu ove komparativne analize dolazi se do zaključaka o uticaju volatilnosti cena u energetske sektoru na ukupnu cenovnu stabilnost u ovim zemljama. Pojedine države su definitivno ranjivije na promene cena električne energije, te u njima kreatori i energetske, ali i ekonomske politike to treba da imaju u vidu.

Tabela 4. Cene električne energije za ostale potrošače (polugodišnji podaci u jedinicama jednake kupovne snage)

	2021-S2	2022-S1	2022-S2	2023-S1	2023-S2	2024-S1
Albanija	0,2388	0,2398	0,2398	0,2412	0,2416	0,2443
Bosna i Hercegovina	0,1738	0,1847	0,2115	0,2051	0,2028	0,213
Bugarska	0,3188	0,3566	0,3722	0,2862	0,2587	0,2144
Hrvatska	0,1996	0,2771	0,4211	0,4754	0,3769	0,3617
Rumunija	0,285	0,4505	0,6517	0,3629	0,3551	0,316
Severna Makedonija	0,3286	0,4524	0,7207	0,3986	0,3202	0,2594
Srbija	0,1818	0,1982	0,2227	0,2705	0,2753	0,2775

Napomene: Cene su prikazane potrošače prosečno za sve zone potrošnje po kWh. Cene uključuju sve poreze i naknade [4]

V ODGOVOR EKONOMSKE I ENERGETSKE POLITIKE U EKONOMIJAMA JUGOISTOČNE EVROPE

Region Jugoistočne Evrope je od posebnog geopolitičkog i energetskog značaja za Evropsku Uniju. Zemlje ovog regiona se nalaze u različitim fazama strukturnih reformi u energetskom sektoru sa ciljem njihove integracije u unutrašnje tržište električne energije EU, kako se budu približavale članstvu u EU [6]. Iz ovog cilja proizilaze i zadaci i odgovornost kreatora energetske politike u ovim zemljama. Međutim, kao što smo u radu već istakli, šokovi koji su krajem druge i početkom treće decenije ovog veka pogodili ekonomije izazvali su velike poremećaje na tržištu energenata i električne energije, ali i izazvali su inflaciju, tako da su u drugom planu ostali ciljevi energetske tranzicije, dok su se nametnuli kratkoročni ciljevi energetske stabilnosti i bezbednosti, kao i makroekonomske stabilizacije. Ekonomska i energetska politika su u poslednje tri godine upućene jedna na drugu i moraju delovati sinergijski. Naročito je to imperativ u zemljama ovog regiona i to onih van EU, koje su inače izložene većem riziku od makroekonomske nestabilnosti, ali i energetske nestabilnosti. Iako su elektroenergetski sistemi zemalja ovog regiona povezani radi obezbeđenja sigurnosti snabdevanja električnom energijom, oni su ipak i dalje fragmentisani u domenu domaće regulacije tržišta, kao i cenovne regulacije. Upravo su se zemlje regiona oslonile na cenovnu regulaciju u nastojanjima da se obuzda energetska inflacija, kao i ukupna inflacija, jer je njihov izvor upravo bio rast cene energenata.

Za kreatora ekonomske politike u regionu se od 2022. godine kao imperativ javlja borba protiv inflacije, ali i održavanje punog snabdevanja energijom stanovništva i privrede. Što se tiče cilja borbe protiv inflacije on se postizao primenom dobro poznatih mera primarno restriktivne monetarne i delimično fiskalne politike, kao i ograničenja u rastu cena energenata i električne energije.

Monetarna restrikcija u zemljama regiona je pratila rast kamatnih stopa primenjen od strane Evropske centralne banke. Trebalo je, međutim, uticati i na usporavanje rasta energetske inflacije, regulisanjem cene energenata, kao i cene električne energije. Time bi se održao životni standard stanovništva, a privredi obezbedila energija za poslovanje i to po cenama koje će omogućiti konkurentnost domaćih poslovnih subjekata na svetskom tržištu. Rast cena električne energije tokom 2022. i početkom 2023. godine svakako se sa makroekonomskog aspekta

može okarakterisati kao šok ponude. Nepovoljna okolnost šokova ponude ovog tipa je što se cene i BDP kreću u suprotnim smerovima, pa centralna banka mora da napravi određeni *trade-off* pri minimiziranju funkcije gubitka [7]. Naravno, u uslovima značajne inflacije koja je posebno bila prisutna tokom 2022. i 2023. godine, primaran cilj monetarnih vlasti morala je biti upravo borba protiv inflacije. Sledi detaljniji prikaz i analiza mera koje su kreatori politika primenili u Srbiji tokom protekle tri godine.

U Srbiji je nakon jakog oporavka privredne aktivnosti 2021. godine, već 2022. godine privredna aktivnost prestala da beleži tako visok rast, ali su nastavljeni podsticajni efekti koje su imali veliki infrastrukturni projekti (izgradnja železničke infrastrukture, auto-puteva). Srbija se suočila sa efektima energetske krize zbog strukturne ranjivosti u domaćoj proizvodnji električne energije koje su izašle na videlo usled rasta globalne cene energije. Kreatori politike su odmah otpočeli sa sprovođenjem seta kratkoročnih mera za suzbijanje efekata energetske krize, dok su se strateški planovi za energetski sektor i dalje razvijali. Pokazalo se da je proizvodnja električne energije iz uglja nepouzdana i skupa zbog domaćih proizvodnih slabosti (problema u poslovanju državnog preduzeća EPS-a), uz činjenicu o energetske tranziciji Evropske unije (EU). Zbog toga je Srbija trebalo da značajnije usmeri svoje snage na razvoj obnovljivih izvora i implementaciju novog regulatornog okvira, uz reformu preduzeća u državnom vlasništvu u energetskom sektoru i finalizaciju ključnih strateških dokumenata neophodnih za buduću dekarbonizaciju.

Inflacija je ipak od 2022. godine postala u Srbiji ključni makroekonomski problem. U 2022. godini deficit tekućeg računa se povećao zbog uvoza energije. Rast inflacije je bio posledica rasta cena hrane i delimično rasta cena nafte. Energenti u Srbiji nisu poskupeli tokom zime 2021/22. godine, dok su državna preduzeća i država apsorbovali uticaj porasta globalnih cena energenata, pogoršavajući fiskalni status Srbije. Uvoz električne energije je bio veći od uobičajenog obima zbog kvara na vitalnom delu termoelektrane, usled lošeg snabdevanja i korišćenja domaćeg uglja. Veći obim uvoza električne energije i to po povišenim cenama značajno su povećali deficit tekućeg računa [8].

Inflacija je nastavila da raste i tokom 2023. godine, ostvarujući vrh kasnije u odnosu na druge zemlje regiona i evro zone, a i pad stope inflacije je bio sporiji u Srbiji, nego u drugim zemljama. To se duge delimično događanjima u energetskom sektoru Srbije,

ali i činjenici da je država nastavila sa snažnim investicionim programima u srpsku ekonomiju (kapitalni izdaci), nije sprovodila restriktivnu fiskalnu politiku, već je čak primenila i neke mere pomoći stanovništvu, makar nekim kategorijama stanovnika. Naravno, monetarna politika je postala restriktivna, sa rastom kamatne stope Narodne banke Srbije (od marta 2021. godine) koja je najviši nivo zabeležila od jula 2023. godine i to na nivou od 6,5 procenata [9]. Sa padom ove stope se otpočelo tek od septembra 2024. godine kada ju je Narodna banka Srbije snizila na 5,75 procenata. Od druge polovine 2024. godine zabeležena je i značajnija fiskalna ekspanzija kroz porast visine penzija, plata u javnom sektoru i podsticaja poljoprivredi. Sve to će imati efekat rasta domaće tražnje tokom 2025. godine. Država je uspeła, da i pored značajnih ograničenja i geopolitičkih rizika, izbegne značajniji pad privredne aktivnosti i eventualnu recesiju tokom protekle tri godine (Tabela 5).

Tabela 5. Ključni makroekonomski indikatori u Srbiji (2020-2024) [10]

	2020	2021	2022	2023	2024
rast BDP-a	-1,0	7,9	2,6	3,8	3,8
inflacija (prosek)	1,6	4,1	12,0	12,8	4,8
saldo budžeta vlade/BDP	-7,7	-3,9	-3,0	-2,1	-2,7
saldo tekućeg računa	-3,9	-4,1	-6,6	-2,4	-3,0
neto strane direktne investicije/BDP	-6,0	-6,5	-6,8	-5,7	-6,0
spoljni dug/BDP	62,8	65,2	66,0	60,4	-
ukupne rezerve/BDP	27,5	29,4	30,6	33,1	-
kredit u privatnom sektoru/BDP	45,5	43,4	40,3	35,8	-

Kreatori ekonomske politike su odmah nakon uspona inflacije i otpočinjanja energetske krize otpočeli i sa merama za zaštitu ekonomskog i energetskeg sistema, kao i za zaštitu životnog standarda građana. Već krajem 2021. godine uvedena su ograničenja cena osnovnih životnih namirnica, a postavljeni su na kraju 2021. i na naftu u februaru 2022. godine, nakon čega je usledilo smanjenje akcize. Od marta 2022. godine uvedene su privremene zabrane izvoza pšenice i brašna, kao i zabrana izvoza za određene vrste goriva, uz ograničenje cena peleta. Vlada je u julu 2022. godine odlučila da pokrije razliku u ceni uvoza gasa za dobavljače na veliko preko zime, iz državnog budžeta.

Energetska bezbednost je nametnuta kao primarni problem i to kao posledica nekoliko faktora: visokih svetskih cena energenata, geopolitičke neizvesnosti izazvane ratom u Ukrajini i ranjivosti domaće proizvodnje električne energije. Zbog toga je upravljanje energetskim sektorom u Srbiji od početka rata u Ukrajini prešlo na krizni menadžment. Sa svetskom energetskom krizom su se preklapila značajnija ograničenja u domaćoj proizvodnji električne energije usled nereformisanog upravljanja državnim preduzećem Elektroprivreda Srbije i nedostatka uglja neophodnog za rad termoelektrane. S druge strane, rat u Ukrajini je otežao poziciju Srbije u oblasti energetike, s obzirom na njenu zavisnost od ruskih energenata i zahteve EU, ali i SAD-a da se ona te zavisnosti oslobodi. I zaista su kreatori politike proklamovali diversifikaciju snabdevanja energentima. Međutim, u praksi je Srbija ostala značajno zavisna u snabdevanju od pre svega ruskog gasa, a u oblasti snabdevanja naftom iako se

prvenstveno radi o uvozu iračke nafte, to radi kompanija Naftna industrija Srbije koja je u većinskom vlasništvu ruskog Gasproma (zapravo Gasprom Njefta i Gasproma).

Srbija, tokom čitavog perioda trajanja ratnih sukoba u Ukrajini, ostaje privržena politici neuvođenja sankcija Rusiji i u energetskom sektoru, zbog čega ostaje pod stalnim pritiskom političkog Zapada. Ovaj pritisak kulminira početkom 2025. godine kada se Naftna industrija Srbije (NIS), usled ruskog vlasništva, suočava sa nametanjem sankcija od strane SAD-a, što u pitanje dovodi snabdevanje čitavog srpskog tržišta naftom i naftnim derivatima.

U protekle tri godine, Srbija je uspeła i da se delimično pozabavi pitanjima dugoročnih reformi u energetskom sektoru, nametnutih potrebom dekarbonizacije. S tim u vezi je obezbedila promene u zakonskim odredbama i regulaciji korišćenja obnovljivih izvora energije, usvojenim u martu 2023. godine. Uz podršku EBRD-a u junu 2023. godine, Srbija je pokrenula procese povećanja kapaciteta korišćenja obnovljivih izvora energije (vetra i sunca).

Tokom 2025. godine se očekuje da Srbija nastavi sa relativno visokim stopama ekonomskog rasta (oko 4%), što se podudara i sa globalnim ekonomskim oporavkom. Ipak, rizici su i dalje veoma prisutni i potiču od spoljnih faktora kao što je recesija u ekonomijama Evropske Unije (ključnim trgovinskim partnerima privrede Srbije), geopolitičkim tenzijama i promenama (rat u Ukrajini, promene u politici SAD-a sa dolaskom novog predsednika Trampa i sl.), ali i od unutrašnjih faktora koji su vezani za višemesečne proteste i blokade, otpočele nakon pada nadstrešnice na Železničkoj stanici u Novom Sadu, a koji mogu biti ograničavajući za privrednu aktivnost, kao i za investicioni ambijent u Srbiji, povećavajući inače prisutne rizike i generišući dodatnu neizvesnost.

VI ZAKLJUČAK

U radu smo se bavili važnom temom uticaja na ostvarenu inflaciju izazova sa kojima se energetski sektor izabranih zemalja Jugoistočne Evrope (Srbije, Crne Gore, BiH, Severne Makedonije, Hrvatske, Albanije, Bugarske i Rumunije) suočio u proteklih pet godina. Naime, kao i u ostatku Evrope, ali i sveta, i u ovim je zemljama sa jenjavanjem pandemije COVID-19 došlo do ubrzanog rasta inflacije u drugoj polovini 2021. godine, što se nastavilo i intenziviralo dodatno usled energetske krize izazvane otpočinjanjem rata u Ukrajini, od februara 2022. godine. Zbog toga su se kreatori ekonomske politike u ovim zemljama suočili sa borbom protiv inflacije kao ključnim makroekonomskim ciljem tokom 2022. i 2023. godine, a neke su problem sa inflacijom imale i tokom 2024. godine (kao što je to slučaj sa Srbijom). Karakter ove inflacije u mnogome je odredio i načine za njeno prevazilaženje. S jedne strane, došlo je do konačnog kraja višedecenijske monetarne ekspanzije i politike niske kamatne stope, što je rezultiralo u smanjivanju agregatne tražnje. S druge strane, mnogo je teže bilo rešiti probleme u okviru energetskog sektora, s obzirom da se dobar deo inflacije dugovao globalnom rastu cena energenata, kao i rastu cene električne energije. Ovakva kretanja su posebno bila zaoštrana u zemljama regiona Jugoistočne Evrope. U fokusu rada je uticaj energetske inflacije na ukupnu inflaciju za period od poslednjih pet godina u ovim zemljama.

Naime, dobro je poznato da ekonomski rast i održivi ekonomski razvoj zahtevaju dostupnost energenata i to po prihvatljivim cenama i uz poštovanje ekoloških standarda. Upravo su ovi ciljevi bili u osnovi potpisivanja Sporazuma, davne 2005. godine, od strane država regiona Jugoistočne Evrope, koje su tada javno proklamovale cilj članstva u EU. Evropska Unija je zemlje ovog regiona videla kao svoje strateške partnere u oblasti energetike, još pri potpisivanju ovog Sporazuma. Ciljevi koje je EU usvojila u energetici, a koji se svode na energetske tranziciju u „zeleniju“ ekonomiju, prihvaćeni su i od strane zemalja ovog regiona. Međutim, šokovi koji su pogodili ove ekonomije u poslednje tri godine, primarno njihov energetske sektor, doprineli su da se neophodne reforme u vezi sa dekarbonizacijom i većom primenom obnovljivih izvora energije, ipak ostave za neka bolja vremena. Naime, ove reforme zahtevaju društveno prihvatanje podele troškova smanjenja primene starih tehnologija proizvodnje električne energije i primene novih tehnologija. Kada se, međutim, ove zemlje suočavaju sa problemom da se energenti obezbede u dovoljnoj količini i po prihvatljivoj ceni, potreba da se poboljšaju ekološki uslovi deluje kao drugorazredna.

Iz komparativne analize ovih osam zemalja regiona za poslednjih pet godina moguće je zaključiti da su rashodi domaćinstava za finalnu potrošnju za električnu energiju, gas i druga goriva izraženi kao procenat od ukupne potrošnje najveći u Srbiji u većini posmatranih godina, a zatim u Bosni i Hercegovini, te da ovi podaci ukazuju na veću ugroženost domaćinstava promenama cena ovih dobara. Pored toga, nisu sve države jednako podnele opterećenje energetske krize. Najveći rast u domenu energetske inflacije imala je Rumunija, a potom Srbija. Sa druge strane volatilnost energetske inflacije u Bugarskoj je bila najmanja. Analiza je pokazala da je za merenje uticaja promene cena električne energije na ukupnu inflaciju veoma važan ponder za električnu energiju u CPI indeksu, jer su zemlje u kojima je taj ponder veći znatno osetljivije, a to su pre svega Crna Gora, Hrvatska i Srbija. Konačno, komparativna analiza je ukazala na razlike među državama u ceni električne energije za kategoriju domaćinstava u jedinicama jednake kupovne snage. U prvih šest meseci 2024. god. cena električne energije za domaćinstva je bila najjeftinija u Bosni i Hercegovini, pa zatim u Crnoj Gori, Srbiji itd., a najskuplja u Rumuniji. Sa druge strane u prvih šest meseci 2024. god. cena električne energije za ostale potrošače najjeftinija je u Bosni i Hercegovini, pa zatim u Bugarskoj, Albaniji itd., a najskuplja u Hrvatskoj.

Kreatori ekonomske politike, ali i drugih javnih politika,

uključujući i energetske politike, značajno su morali da intervenišu u protekle tri godine, a uzimajući za svoj ključni cilj smirivanje rasta stope inflacije, kao i obezbeđenje energetske sigurnosti. Oba cilja su realizovana u zemljama regiona, ali se pred njima danas nalaze možda i teži ciljevi koji se odnose na značajnije promene u energetske sektoru a radi postizanja dekarbonizacije i „zelenije“ ekonomije, u skladu sa prihvaćenim ciljevima EU u oblasti energetike. I ove reforme će svoje posledice imati u uticaju na cene električne energije, pa i na cene finalnih proizvoda, odnosno na inflaciju.

LITERATURA

- [1] Electricity Data Explorer – Ember, <https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/> [pristupljeno 20.01.2025]
- [2] Gallop, P., Gray, E., Nikolovska, E., Mustafa, A., Petcu, R. The Political Economy of Energy Transition in Southeast Europe – Barriers and Obstacles, <https://library.fes.de/pdf-files/bueros/sarajevo/18313.pdf> [pristupljeno 20.01.2025]
- [3] Prašćević, A. Rising Inflation and Economic Slowdown in Fragile Post-COVID world, in Kočović, J. (Ed.) *Challenges and Insurance Market's Responses to the Economic Crisis*, Chapter 3, pp. 43-58, Economic Faculty, Belgrade, 2023.
- [4] Eurostat, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/main/data/database> [pristupljeno 20.01.2025]
- [5] Prašćević, A., Ješić, M. Cene energenata kao značajni šokovi ponude: Primer država bivše SFRJ i Višegradske grupe, *Ekonomske horizonti*, Vol. 24, No. 2, pp. 139-159, 2022. <https://doi.org/10.5937/ekonhor2020139P>
- [6] Borozan, S., Krkoleva Mateska, A., Krstevski, P. Progress of the electricity sectors in South East Europe: Challenges and opportunities in achieving compliance with EU energy policy, *Energy Reports*, Vol. 7, pp. 8730-8741, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.11.203>
- [7] Jakšić, M., Ješić, M. Komparativna analiza stanja na tržištu električne energije sa osvrtom na makroekonomske posledice, *Ekonomske ideje i praksa*, Vol. 43, pp. 15-29, 2021. <https://doi.org/10.54318/eip.2021.mj.311>
- [8] Transition report 2022-23, <https://www.ebrd.com/home/news-and-events/publications/economics/transition-reports/transition-report-2022-23.html> [pristupljeno 20.01.2025]
- [9] Transition report 2023-24, <https://www.ebrd.com/home/news-and-events/publications/economics/transition-reports/transition-report-2023-24.html> [pristupljeno 20.01.2025]
- [10] Transition report 2024-25, <https://www.ebrd.com/home/news-and-events/publications/economics/transition-reports/transition-report-2024-25.html> [pristupljeno 20.01.2025]

AUTORI/AUTHORS

Aleksandra Prašćević – redovni profesor, Ekonomski fakultet Univerziteta u Beogradu, aleksandra.prascevic@ekof.bg.ac.rs, ORCID [0000-0003-1637-515X](https://orcid.org/0000-0003-1637-515X)

Milutin Ješić - docent, Ekonomski fakultet Univerziteta u Beogradu, milutin.jesic@ekof.bg.ac.rs, ORCID [0000-0002-0715-3064](https://orcid.org/0000-0002-0715-3064)

Challenges for the Energy Sector and the Impact of Energy Inflation on Inflation in Southeast European Countries

Abstract – The paper analyses the impact of disruptions in the energy sector of the selected countries of Southeast Europe on the resulted inflation in them, as well as the responses of economic policy to these developments. The focus is on the impact of energy inflation on overall inflation. The analysis includes eight countries in Southeast Europe: Serbia, Montenegro, Bosnia and Herzegovina, North Macedonia, Croatia, Albania, Bulgaria, and Romania, for the last five years. The energy sector in these countries has faced many challenges in the past. After the impact of the COVID-19 pandemic in the previous three years, these challenges primarily relate to geopolitical tensions due to the war conflict in Ukraine and to the energy crisis faced by the whole of Europe in the context of Europe's energy war with Russia.

These tensions caused changes in the energy sector, hindering the activity of this sector in a selected group of countries and provoking the problem of energy shortages in the region. This happened in different ways, depending on the specifics of each of them in the domain of more straightforward or more difficult availability of energy resources, geographical position, achieved energy security, and political factors. What they all have in common is the impact on the growth of the inflation rate. The paper monitors and analyses the share of energy consumption by the population in these countries' total consumption. A comparative analysis of the total inflation and the inflation realized in the energy sector in the field of electricity, as well as the weighting of electricity in the CPI index, is performed. Based on that, conclusions are reached about the impact of price volatility in the energy sector on overall price stability in these countries. The challenges faced by economic and energy policymakers in the field of electricity sources are investigated, and certain recommendations for improvements are given from the aspect of impact on inflation.

Index terms – Energy sector, Inflation, Energy inflation, Economic policy

Microgrids – Current Developments and Challenges

Aleksej Žilović^{1,2}, Luka Strezoski^{1,2}, Chad Abbey³

¹DerMag Consulting, Novi Sad, Serbia

²Faculty of Technical Sciences, University of Novi Sad, Serbia

³Quanta Technology, Raleigh, NC, USA

Abstract – In recent decades, the concept of microgrids has become a key component in the modernization of electrical systems, particularly in developed countries. Microgrids enable the integration of distributed energy resources, such as renewable energy sources (solar panels, wind turbines), and energy storage systems, into existing distribution networks. This approach provides greater efficiency, flexibility, and resilience to energy disruptions, while also reducing harmful emissions. However, while microgrids offer numerous advantages, they also pose a range of challenges and issues related to the technical, regulatory, and economic aspects of their implementation. Technical challenges include optimizing the real-time operation of the microgrid, managing energy consumption and production, and ensuring network stability in the face of variability in renewable energy sources. The regulatory framework and energy market models must also evolve to support the integration of microgrids and ensure a fair market environment. This paper explores the key challenges associated with the development of microgrids, as well as the open questions that still await answers to enable their widespread deployment and optimal functioning.

Index Terms – Distributed energy resources (DER), Microgrids, Control strategies within microgrids, DER models

I INTRODUCTION

Due to the global population growth and the improved quality of life, the demand for electrical energy has been constantly increasing. As a result of the increased demand for electricity on the worldwide scale, the issue of balancing the energy produced by traditional large-scale power plants arises. The production capacities of traditional power plants are fully utilized and cannot be physically expanded, while demand continues to grow year after year.

By integrating renewable energy sources, i.e., distributed energy resources (DERs), traditional distribution networks, which are typically passive, are transformed into active ones. This means that in addition to demand, which characterizes traditional (passive) distribution networks, active distribution networks are also characterized by electricity production. It is important to emphasize that parts of the active distribution network (microgrids), in addition to operating in parallel with the rest of the system, can also operate independently in so-called "island mode." There are a lot of published definitions of a microgrids, but most commonly used is the definition published by United States Department of Energy, which states: "Microgrid represents a group of connected loads and DERs in terms of

clearly defined electrical boundaries which functions as one controllable unit in comparison to the main grid and which can work in two operational modes: grid-connected and islanded".

The primary motivation for integrating DERs into the distribution network and forming microgrids lies in several key factors. In recent years, modern microgrids have been associated with the concept of the three Ds—decarbonization, decentralization, and digitalization.

The first reason is reducing harmful gas emissions during electricity generation (decarbonization), thereby preserving the environment. The second is local electricity generation (decentralization), which decreases transmission losses and enhances grid resilience. The third key factor is digitalization, which enables advanced monitoring, automation and optimization of power flow, improving overall system efficiency and reliability.

Additionally, economic factors can sometimes play a role. For example, if a city's development outpaces initial projections, increased electricity demand may require upgrading the distribution infrastructure, such as installing higher-capacity cables. In some cases, it may be more cost-effective in the long run to establish a microgrid. During peak demand periods, the microgrid can switch to island mode, reducing the load on the rest of the system while leveraging digital technologies for optimal energy management.

The following text will briefly address the architecture, types of microgrids, communication within microgrids, improved DER models for short circuit calculation and relay protection coordination, as well as current developments and challenges that need to be overcome [1-3].

II MICROGRID ARCHITECTURE

Understanding the main components of the microgrid is crucial for analyzing the behavior of the microgrid in both grid-connected and islanded modes. Figure 1 shows schematic representation of main components which are addressed in the text below.

Generation systems

This system, within the microgrid, consists of different generation units, such as natural gas generator, units that combine thermal and electrical energy (District Heating Plant) as well as different DERs such as photovoltaic systems, wind turbines, mini hydropower plants and etc. DERs that are the least harmful to the environment and have no emissions of harmful

gases, making them the most attractive options, photovoltaic systems, wind turbines and mini hydropower plants [4].

PV systems generate electricity from sunlight, a plentiful and renewable resource. Their performance depends on location-specific factors such as solar intensity, cloud cover and temperature and system efficiency, including PV modules, DC-DC converters, and inverters with control mechanisms. Over time, PV system efficiency degrades due to fluctuations in solar input and converter performance. These systems are connected to the grid through power electronic devices [1].

A wind energy conversion system transforms wind energy into electricity and consists of mechanical and electrical components. The mechanical part extracts rotational energy from the wind, while the electrical part converts it into electricity. Key components include the tower, rotor, and nacelle, which houses the generator and gearbox. The rotor blades capture wind energy, transferring it to the generator via the gearbox, ultimately producing electrical power. Wind turbines can be partially or fully connected to the grid through power electronic devices [1].

Mini hydro generates electricity from flowing water, relying on local topography and annual precipitation. Without significant water storage, generation fluctuates due to uneven rainfall. Run-of-river systems, commonly used in mini hydro, divert a portion of river water through a channel or pipeline to a turbine or water wheel. The shaft's motion can drive mechanical systems like water pumps or generate electricity via a connected generator. Mini hydro operates similar to conventional hydro plants, but not all mini hydro power plants have water reservoir [1].

Energy storage system (ESS)

This system conducts several functions within the microgrid, such as: securing the quality of distributed electrical energy, reduction of daily peaks of consumption, frequency regulation, microgrid costs optimising etc. The most recognizable ESS are battery systems and flywheels [4, 5].

Batteries store energy chemically during charging and discharge it as electricity when connected to a load. In an microgrid system, storage can be mounted on the DC bus of each micro-source or used as a central system. Batteries are relatively cheaper than other storage devices and can reserve energy for future demand, making them a popular choice for microgrid storage. It is known that accumulator batteries generate DC voltage with a low amplitude. Therefore, they must be connected to the distribution network through power electronic devices, specifically inverters. The voltage amplitude needs to be increased to the level required by the grid, and then the DC voltage is converted to AC. It is important to note that the inverter connecting the batteries to the grid must be bidirectional to allow proper charging and discharging of the battery via the grid [6].

The operation of flywheels is based on the law of energy conservation, converting kinetic energy into electrical energy and vice versa. When there is excess electrical energy in the grid, flywheels store it as kinetic energy in rotating masses. The conversion is done using electromechanical machines like permanent magnet synchronous machines, asynchronous machines, and others. Losses occur due to friction during the

operation of the rotating parts, and speed decreases during discharge or increases during charging. This presents a major drawback of flywheels as a type of distributed energy storage. Speed changes must be synchronized with the grid frequency, which is why flywheels must be connected to the grid using power electronic devices to match voltage amplitude and frequency with grid requirements [6].

Supervisory and control system

This system provides smart control using the communication protocols. It controls electrical generation of all units within the microgrid, which is remote-controllable and it controls the operating state of all switch gear based on economy and reliability criteria [4, 5].

Loads

Within the microgrid, in most cases, two types of loads can be found. Critical loads that need to be constantly supplied and other that can be used for power balance among generation units and loads, accomplishing optimal production of electrical energy [4, 5].

Microgrid controller

Controller supervises current operation of a microgrid and communicates with other controllers integrated in production units, such as inverter-based controller. These controllers can communicate with higher levels of control, such as ADMS (Advanced Distribution Management System) and DERMS (DER Management System) [4].

Point of common coupling (PCC)

PCC is a key component, because it operates as a physical connection between microgrid and the grid to which it is connected. It serves as an interface where the electrical energy is exchanged between these two systems. PCC consists of switches, relay protection devices and synchronisation equipment. Voltage magnitude and frequency are continuously measured on the PPC, ensuring seamless connection and disconnection of the microgrid from the rest of the distribution system [1, 5, 7].

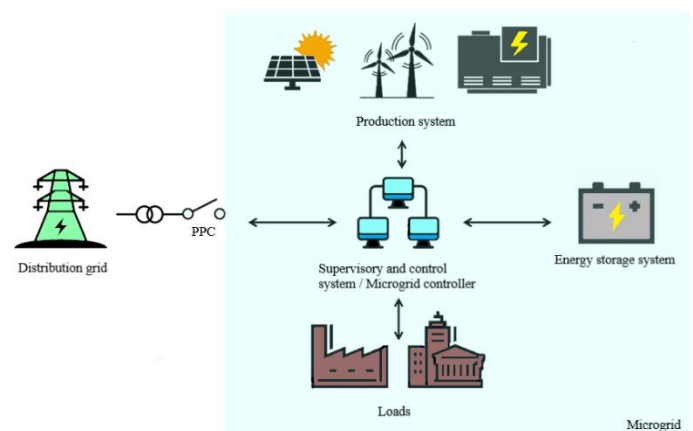


Figure 1. Schematic representation of microgrid components [8]

When discussing microgrid architecture, it is important to consider the scenario where multiple microgrids operate within a distribution network. This concept is known as networking microgrids.

In general, a microgrid can operate in two modes: grid-connected and islanded. However, when microgrids are networked, a third mode, networking mode, emerges. In this mode, microgrids are not only connected to the system through the PPC but are also interconnected with each other via the PPC. This represents a scenario where microgrids are disconnected from the main system but form a larger interconnected island.

In systems with networking microgrids, mutual communication is essential for optimizing energy exchange, efficiently utilizing DERs, and maintaining voltage and frequency within specified limits. This concept enhances security, reliability, and the quality of the electricity supply, but it also requires complex communication and control mechanisms [7].

III TYPES OF MICROGRIDS

Since term “microgrid” is relatively new in power systems, there is not a specified classification of them. However, differences among microgrids can be observed based on their connection method to the grid, control strategy, size, power supply method, type of generation units, location and application. In further text, these differences will be briefly addressed.

Connection method to the grid: If a single building (residential, commercial, hospitals, hotel...) has at least one DER integrated and has the ability to switch into an islanded mode, this building is an elementary level microgrid. The next (medium) level would be a few buildings combined, like university and hospital campus or military base, that can also transition to islanded mode and supply itself using DERs. The highest level would be if a part of a distribution grid supplied by DERs can transition to islanded mode of operation and function seamlessly like and system of its own [9].

Control strategy: Two types of control strategies can be distinguished; centralized and decentralized, which will be addressed thoroughly later in text.

Size: This classification is determined by the nominal power of the production units within the microgrid. If the production capacity is up to 10MW, microgrid is considered small, if it is between 10MW and 100MW it is considered medium sized and finally it is 100MW or more it can be labeled as big [10].

Power supply method: Depending on the specific requirements, electrical energy is utilized in both alternating (AC) and direct (DC) forms. AC is primarily used for transmission, distribution, and powering the majority of everyday devices. On the other hand, DC is employed to power certain electronic devices and, in some cases, for transmission, most commonly in interconnections. As a result, microgrids can be classified into DC, AC with frequencies of 50 or 60 Hz, hybrid form and high-frequency AC, typically around 500 Hz. This classification will be briefly addressed in the following text [11, 12]:

DC microgrids are those in which generation units produce DC voltage that supplies loads that require DC voltage. The advantage of DC microgrids over AC is that synchronization is not required and power quality problems are rare. Additionally, costs are reduced because there is no need for inverter units (except on PPC for connection to the AC grid). Furthermore,

higher harmonics and leakage currents do not exist in DC microgrids, but the downside is that the protection within DC microgrids is extremely complicated. They are used in telecommunications, electric vehicles, data centers, etc. [11, 12].

AC microgrids (50Hz and 60Hz) are the most common, and they will be the focus of this article. DERs that generate DC voltage are connected to the system through inverters, which convert the direct current into alternating current of a specific frequency. When such a system includes DC consumers, a rectifier is installed at their connection point to ensure a reliable power supply for DC devices [11, 12].

Hybrid microgrid combines sections operating as AC systems with those functioning as DC systems, allowing both AC and DC consumers to coexist. This setup gives users the flexibility to connect to either AC or DC power based on their needs. Power electronic devices separate the AC and DC components, which can reduce the need for additional synchronization equipment. However, this configuration does not guarantee lower energy losses, as inefficiencies in converters, line losses, and transformer losses may still occur. Hybrid microgrids also require [11, 12].

A concept that is still under research involves microgrids operating in AC mode at a frequency of approximately 500 Hz. Using power electronic devices, the DC voltage generated by DERs is converted into high-frequency AC voltage and transmitted through the network to consumers. At the consumer's end, an AC/AC converter transforms the 500 Hz voltage into 50 Hz voltage for delivery. The benefits of using this approach are: high-frequency voltage reduces harmonic distortion, improvement of efficiency by lowering voltage ripple in electrical machines and allowing transformers and other passive system elements to be more compact. Additionally, distributed generators can more easily connect to flywheels and other energy storage systems. The drawbacks, on the other hand lie in the fact that high-frequency operation increases the series impedance of components, leading to higher voltage drops along the lines. Cable cross sections are also more significant compared to 50 Hz systems, making long-distance transmission less cost-effective. Moreover, control and communication devices are more complex due to the challenges of working with high frequencies [1, 11].

Type of generation units: Based on the origin of the driving force used for the electricity generation, three types of generation units can be distinguished. The first category is microgrids that use energy from renewable energy sources, such as solar, wind, bio masses and hydro. Benefits coming from this type of microgrids are that the pollution and carbonization due to electricity production is reduced to a minimum. That is the reason why these types of microgrids become more and more popular. On the other hand, intermittent operation of those generation units presents a challenge, especially in islanded mode of operation, where ESS is mandatory. The second type are microgrids powered by generation units using fossil fuels, which are, in most cases, diesel or natural gas generators. Throughout the years, these were the only types of local generation, until renewable energy sources were implemented. The third type represents hybrid type in which renewable generation units as well as fossil fuel generation units can be found [13].

Location: Microgrids that are located within a bigger distribution grid or are connected to it with PCC, are classified in available or localized microgrids [14]. They can operate in grid-connected, as well as in an islanded mode of operation. Remote microgrids, alternatively, are formed in geographically unavailable locations; meaning the distribution network do not serve those locations. Consequently, remote microgrids operate exclusively in islanded mode. Remote military bases, certain mountain villages, islands in the middle of the ocean, etc. [15].

Application: Microgrids can be divided into several types based on their application, for example: residential microgrids having only households as loads; industrial microgrids; commercial microgrids like airports, hospitals, data centers, malls etc.; military microgrids; university microgrids and other smaller classifications [16].

IV CONTROL STRATEGIES WITHIN MICROGRID

In terms of microgrid control (such as energy flow, switching states, generator engagement, etc.), two fundamentally different approaches are commonly distinguished: centralized and decentralized.

Centralized control relies on collecting data from system elements into a single central control unit. Once the data is gathered, the central unit processes the information and assigns tasks to the controlled units. In this approach, communication between the controlled units and the central unit must be fast, reliable, and accurate [17-19].

In decentralized control, each unit is controlled by its local controller, which collects data locally. These controllers operate independently and are not fully aware of the system state or the operation of other local controllers [17-19].

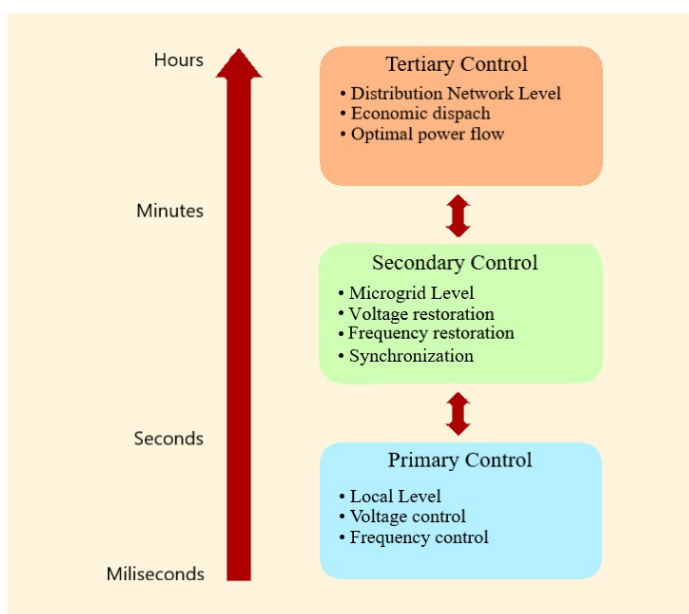


Figure 2. Schematic of hierarchical control in microgrids [7]

In cases involving large-scale interconnections spanning extensive geographical areas, centralized control can become impractical due to the need for constant communication between

controlled units and the central controller. Similarly, decentralized control may not be optimal due to a lack of communication between local controllers, despite the crucial interdependence of system components. This leads to a compromise solution: hierarchical control system. This system consists of three levels: primary, secondary, and tertiary. These three levels of control are described in the following text and schematically illustrated in Figure 2. This control structure is based on descending characteristics: active power-voltage, reactive power-frequency, and for DC microgrids, DC power-voltage.

Primary Control: The first level of control in the hierarchical system occurs locally, with the fastest response time compared to the other two levels. It relies exclusively on local measurements and does not require communication. Similar to primary regulation in transmission networks, primary control uses the characteristics mentioned above to prevent system collapse (such as frequency or voltage drops below permissible limits). The goal of primary control is to quickly halt frequency and/or voltage drops. Once primary control has been completed, secondary control follows [17-19].

Secondary Control: After primary control is completed and a short delay, secondary control is implemented. The primary goal of secondary control is to engage generation units (Unit Commitment) to restore frequency and voltage to their nominal values. Although we described a scenario where system imbalances occur, hierarchical management is constantly active, especially in islanded mode. When consumers are connected or disconnected from the grid, significant voltage and frequency deviations from nominal values may occur, requiring constant monitoring [17-19].

Tertiary Control: Tertiary control refers to optimization in a broader sense. This includes finding the optimal generation unit commitment, calculating optimal power flows, and forecasting load demands. While primary and secondary control operate on a local level, tertiary control operates across the entire distribution network, including the microgrid. Tertiary control typically begins on a timescale of minutes, whereas primary control operates in milliseconds. This time difference is due to the need for feedback from the rest of the system to calculate optimal generation commitments and power flows, rather than relying solely on the microgrid [17-19].

Every DER connected to the grid via power electronics device (inverter) has an integrated control strategy. This control strategy dictates how the DER will act depending on the state of the grid, whether it is in normal or fault condition, and in microgrids, whether it is in grid-connected or islanded mode of operation. Four control strategies can be distinguished:

Grid-forming: In this mode, DER behaves as voltage source, with certain magnitude and frequency.

Grid-supporting/grid-forming: This mode is used mostly when the microgrid works as an island. DER behaves as a voltage source with variable voltage magnitude and frequency. These values are determined based on droop characteristics. This mode is very valuable because in islanded mode DERs are the only sources of electrical power. These types of DERs usually have

VSM (Virtual Synchronous Machine) technology implemented. Due to the absence of synchronous generators within the microgrid the systems lack inertia. This technology is essential as it provides an output voltage waveform that mimics that of a synchronous generator.

Grid-following: In this mode, DER acts like a current source. This strategy is used with DERs that have intermittent output power, for example PV arrays, so that maximal output power can be utilized. They usually use function like MPPT (Maximum Power Point Tracking).

Grid-supporting/grid-following: In this mode, DER acts also like a current source, the only difference is that is suitable for parallel connection of DERs with droop characteristics [20].

"Grid-following" and "Grid-supporting/grid-following" controls do not require additional current limitation mechanisms to protect power electronics devices, as they directly regulate the current. When the fault occurs, these DER systems inject predefined values of the direct, and sometimes inverse, fault current components.

On the contrary, "Grid-forming" and "Grid-supporting/grid-forming" strategies, primary control output voltage, which can lead to a significant increase in current during a fault. Therefore, in DER systems with these implemented controls, current is limited to predefined values, slightly above nominal (usually 1.5 times the nominal current), to protect power electronics devices.

This means that regardless of the DER operating mode and the approach used for current limitation, every DER will, after a fault, limit the current it injects into the grid exactly as required by the Grid Code standard [20].

It is important to note that some DERs can seamlessly change their control strategies. Studies were conducted [21] in a real-time microgrid operating in islanded mode, where DERs switched between grid-supporting-grid-forming and grid-supporting-grid-following strategies. Voltage and current at the coupling nodes were analyzed, leading to an interesting conclusion: at the moment of the control strategy change, a slight variation in voltage and current occurred, but the overall system continued to operate seamlessly.

This is particularly important when transitioning from grid-connected to islanded mode. For example, consider a microgrid initially operating in grid-connected mode. Within this microgrid, three DERs function in grid-following mode because voltage and frequency stability are maintained by the main grid. However, when transitioning to islanded mode, at least one DER must switch to grid-supporting/grid-forming mode to regulate voltage and frequency around their nominal values, considering droop characteristics, total power demand, and transmission losses. The remaining DERs can either continue operating in grid-feeding mode or transition to grid-supporting-grid-following mode, depending on the DER and load types [20, 21].

V COMMUNICATION WITHIN MICROGRID

Communication within the microgrid is crucial for establishing effective control strategies. Two types of communication can be distinguished and they are addressed in the following text.

Master-Slave Communication: Master-slave communication refers to the direct interaction between "slave" local controllers and one master controller within a microgrid. The master controller gathers data from all the slave devices and issues commands based on the processed data. If multiple interconnected microgrids exist, each microgrid's master controller acts as a slave to the main master controller of the distribution network. In this case, the master controller of the distribution network collects data from each microgrid's master controller, which then acts based on the data collected. This type of communication is commonly used in centralized or hierarchical management systems [7].

Publish-Subscribe Communication: Publish-subscribe communication is an indirect form of communication. Each controller within the microgrid publishes specific data and subscribes to data published by other controllers. Likewise, each microgrid publishes and reads data to and from the distribution network. Although there is still a master controller in the distribution network to initiate communication with microgrid controllers, the exchange of data between microgrids is indirect through the publish-subscribe mechanism [7].

The advantage of this communication model is that all controller data is immediately available, allowing for the seamless integration of new microgrids into the system ("plug and play"). This approach reduces complexity and enhances flexibility in incorporating new microgrids into the system. Publish-subscribe communication is typical of decentralized management systems.

VI SHORT-CIRCUIT CALCULATION AND RELAY PROTECTION IN MICROGRIDS

Relay protection in traditional distribution networks has already been well established and performs well in most cases. Distribution network, in most scenarios, has radial configuration, hence most of the protection used is delayed and instantaneous overcurrent protection. Another important term about these types of protection is selectivity level. It represents time delay between two neighboring relays on same feeder; in other words, the further the protection device is from the source node of the distribution network, less time for tripping is needed. If well calibrated, the whole system would function seamlessly. If a loop in configuration is found, directional overcurrent protection must be installed and again selectivity must be maintained.

In the text above, it was briefly described, how relay protection functions in traditional distribution networks. Here, electrical energy is distributed in one direction, from the source node to the lower layers of the distribution network where loads are located.

By integrating DERs in distribution networks, certain benefits have been achieved, but new challenges have also arisen. Some of the benefits were discussed in introduction, as for the challenges, two main ones are the short circuit calculation and relay protection calibration. First step in resolving those challenges is introducing new, improved DER models.

DERs such as PV arrays, wind turbines, ESS and others are connected to the grid via power electronics device - inverter. With regards to wind turbines, two types can be distinguished, those are DFIM (Doubly Fed Induction Machine) and IBDER

(Inverter Based DER). The first one is partially connected to the grid via power electronics device and the second one is directly coupled using a power converter. When the short circuit occurs, based on the location of the fault, DFIM can be separated from the grid by the protection device within the DFIM to protect the inverter unit and continue to function as an induction machine. On the other hand, if the fault is further away and inverter unit cannot be damaged, the output current can still be controlled and DFIM will stay connected to the grid. This is the case if the DFIM is protected by crowbar, which is a three-phase resistor. The more expensive solution is to use power electronics device called chopper, that can maintain the control over the output current, regardless of fault location. Finally, IBDER is fully connected to the grid via power electronics device, which means when the fault occurs, it will stay connected to the grid. That being said, in further text only DFIMs protected by choppers and IBDERs will be analyzed since these types of wind turbines are most commonly used in both, scientific research and industrial applications. PV arrays and ESS act as IBDERs, so in further text DFIMs protected by chopper, IBDERs, PV arrays and ESS will be addressed modeled as IDERs (Inverter DERs). As for the DFIM protected by crowbar, the term DFIM will be used [22].

According to standard IEC 60909, DFIMs should be modeled as an induction machine, despite fault location (these models were established long ago), but contribution to the total short circuit current is different. This can lead to inaccurate results, because during a short circuit induction machines contribute with 4 to 5 times their nominal current in comparison with inverters which contribute 1.5 times their nominal current. IDERs on the other hand should be modeled as a constant current source, with the current equal to the current limitation of the inverter in question. This approximation is good enough if distribution network has a few IDERs far away from the short circuit location. However, microgrids nowadays have a high penetration of IDERs so total short circuit current calculated according to the IEC 60909 would be a lot different from the real-time value [22].

Consequently, short circuit study on a real time microgrid was conducted [23], and it was concluded that IEC 60909 models must be upgraded. New models, unlike the IEC 60909, take Grid Code Standard into an account. This standard states how to safely integrate DERs into the grid, keeping network operation intact. Two requirements stand out from the Grid Code standard and are crucial for developing upgraded models of DFIMs and IDERs. Those two requirements are Low Voltage Ride Through (LVRT) and Reactive Current Injection (RCI) [23, 24].

During the short circuit mode of operation, voltage magnitudes in network nodes decrease drastically. The closer the node is to the fault location, the voltage decrease is more significant. The LVRT standard determines for how long, after the occurrence of short circuit, DER must stay connected to the grid, depending on the voltage drop at the coupling node. The more significant the drop, the shorter period of time DER must stay connected. On the contrary, at the beginning of integration of DERs into the distribution network, DERs would be momentarily disconnected from the grid when short circuit or voltage drops occurred. The necessity of introducing LVRT standard lies in the fact that nowadays distribution networks are highly penetrated with

IBDERs and disconnecting them during faults or voltage drops would cause problems related to system stability [23, 24].

Equally important is the RCI standard. Based on the voltage drop in the coupling node of IDER, the RCI standard would determine how much reactive current must be injected to the grid. The higher the voltage drop, the higher the reactive component of the total injected current.

When those two standards are used and the fault occurs, if the voltage drop during short circuit is beyond acceptable limits, connection time of IBDER to the grid, as well as the reactive component of injected current is calculated. This is especially important in microgrids islanded mode, where DERs are the main source of power.

VII DEVELOPMENTS AND CHALLENGES

As previously mentioned, in the past few decades, many developed countries have been modernizing their electrical systems by implementing DERs and forming microgrids. However, like any development that brings benefits, this also comes with new challenges. In this paragraph, challenges that come with concept of microgrids will be addressed.

- **Legal uncertainty:** Microgrids face two key legal challenges. Firstly, whether they are classified as electrical distribution utilities subject to state regulation and second, if exempt, how they fit into existing legal frameworks for electricity generation, sale, and distribution. A clear legal identity is crucial to ensure regulatory certainty, making microgrid projects financially viable. Without this, the risks and uncertainties may outweigh potential benefits. Several states in the U.S. have analyzed microgrids within current electricity laws, providing valuable insights into the evolving regulatory landscape [25].
- **Regulatory uncertainty:** Since a microgrid is relatively new term in power systems engineering, technical development went ahead of the regulatory framework. A microgrid may be considered an electric corporation if it serves multiple customers, transmits electricity across public roads, or has a franchise from local authorities. If classified as a utility, it may face regulations on pricing, construction, and service obligations. Microgrids using public roads need local approval, but if an existing utility has an exclusive franchise, new microgrids may be restricted. In some cases, like in New York, non-exclusive franchises require a competitive process. Most microgrids are not fully regulated as utilities, but legal decisions vary. Those selling electricity must follow consumer protection laws, while those using combustion-based power must meet emissions regulations. Regulatory uncertainty remains a key challenge for microgrid development [25].
- **Stability issues:** The stability of the system can be compromised by the high penetration of DERs, as uncertainties in major power sources (such as PV and wind turbines) can cause frequent imbalances between generation and consumption, due to their intermittent operation. These uncertainties can lead to serious

frequency and voltage stability issues in microgrids, making them more vulnerable than traditional power systems. Additionally, voltage and frequency oscillations at the local level may arise due to the interaction of control systems of distributed generators, requiring a detailed stability analysis for small disturbances. To address these issues, the development of advanced control systems based on fast-acting power electronics can be effective. Transient stability analysis is also necessary to ensure smooth transitions between grid-connected and island operating modes. In the future, the integration of ESS will be essential to improve system stability, alongside the incorporation of distributed generators [7].

- **Ownership challenges:** Microgrids can be classified into three types based on ownership: utility, community, and private. Privacy concerns are particularly important for private and community microgrids, as not all owners may wish to share all information except for power exchange details. Various data related to these microgrids must be handled with care. These types of microgrids can function as a source or sink of electrical power. When solving economic dispatch at the higher control level, special attention is required when dealing with these microgrids. On the other hand, utility microgrids are fully flexible and can actively participate in optimal energy management during both normal and emergency conditions [7, 25].
- **Threat of a cyber-attack:** Microgrids use various information and communication technologies, making them vulnerable to cyber-attacks that could disrupt operations. In centralized control schemes, the central entity processes data and broadcasts control commands, offering global situational awareness that enhances resistance to cyber threats. However, distributed control schemes rely on local controllers with access to partial data, increasing their vulnerability to attacks. Malicious entities can corrupt data by targeting nodes or communication links, threatening system stability. High computation, communication, and power electronics-based controllers are particularly susceptible to cyber threats, with reports of false data injections disrupting inverter synchronization. As networked microgrids grow, the risk of severe cyber-attacks increases, necessitating effective safeguards and further research [7].
- **Low inertia system:** In conventional power systems, the presence of numerous synchronous generators and their rotating masses provides significant inertia. Inertia is crucial for maintaining frequency at its nominal level, as the kinetic energy of these masses helps stabilize frequency fluctuations in the event of an imbalance (primary and secondary regulation). Conversely, microgrids with a large number of DERs connected to the network via inverters have significantly lower inertia. This can be a major challenge, especially in islanded operation mode, where the microgrid effectively becomes a low-inertia system due to the lack of rotating masses. While a definitive solution has yet to be established, certain control mechanisms, such as Virtual Synchronous Machines (VSM), can contribute to improved stability.

VSM technology emulates the characteristics of synchronous generators, providing artificial inertia to the system and helping to stabilize frequency fluctuations. The integration of flywheels alongside VSM can further enhance stability, especially in islanded modes, by acting as energy storage that responds quickly to frequency deviations [26, 27].

- **EV integration:** The integration of electric vehicle chargers into microgrids is an area that requires thorough research. An electric vehicle connected to a charger within a microgrid acts as a consumer when in charging mode. However, if it operates in discharging mode, it can supply its stored energy to the microgrid, effectively functioning as a generation unit. This new concept is called vehicle to grid (V2G). Furthermore, in the event of a short circuit within the microgrid, the electric vehicle becomes an additional source contributing to the fault current and influencing its distribution across the microgrid [28].
- **Relay protection setting:** When it comes to setting and calibration of relay protection in microgrids, we are encountering few obstacles. Firstly, short circuit current (for the same fault type and location) can have up to 11 times lower value in islanded mode than in grid-connected [6]. In the islanded mode, short circuit location is powered solely by DERs, therefore fault can't be detected if the relay protection stays calibrated for the grid-connected short circuit values. Consequently, relay protection must be adaptive, able to switch between operating modes and successfully trip when the fault occurs in both operating modes. Secondly, direction of the power flow, as previously said, is downstream, from the source node to the end loads, both in normal operating conditions and during a short circuit condition. However, high penetration of DERs along the feeders of distribution network causes the scenario where the fault location is powered from two sides, so there is a bidirectional power flow. Consequently, traditional relay protection such as overcurrent protection cannot be used. During a fault, the inverter reduces the voltage magnitude at its terminals, making undervoltage protection a potential solution for fault detection. However, a significant issue arises: in microgrids, especially in islanded mode, voltage drops can occur due to load fluctuations and battery state of charge variations. This makes it difficult to design a protection system capable of distinguishing between voltage drops caused by load changes and those caused by actual faults. An improved version of undervoltage protection is superimposed undervoltage protection or filtered undervoltage protection. This protection operates similarly to standard undervoltage protection but is less sensitive to slow voltage changes resulting from load variations. However, adding these additional features increases the cost of the protection system. It is important to note that sudden changes in battery state of charge can also cause rapid and significant voltage drops, potentially triggering this type of protection. In the case of an unbalanced short circuit, DER will inject symmetrical

positive-sequence currents to stabilize the network voltage. However, the voltages at its terminals will remain unbalanced. This suggests that unbalanced faults can be detected using negative-sequence voltage relays, which will activate only in the presence of unbalanced faults. A clear limitation of this protection method is that it does not respond to three-phase short circuits. DERs are typically connected to the network through a DY transformer (where the Y is grounded on the high-voltage side). In the event of ground faults, the network will exhibit a zero-sequence current component, which originates from the network rather than from DERs. To detect ground faults, zero-sequence current relays can be installed on the high-voltage side of the DY transformer. However, this method is only effective for ground faults. During a fault, the network impedance changes independently of the fault current contributions from both DERs and traditional energy sources. Given this, tests can be conducted to determine the threshold impedance value present under fault conditions. Using this known threshold, a distance relay can be installed at the DER's connection point to the grid, measuring impedance variations. If the measured impedance drops below the predetermined threshold during a fault, the relay will activate. However, a key challenge with this approach is that short distribution lines within the microgrid can make it difficult to coordinate different relays or precisely define protection zones [6, 24, 29].

VIII CONCLUSION

Microgrids offer significant potential for enhancing energy efficiency, resilience, and the integration of renewable energy. In this paper we have discussed the core architecture of microgrids, various types and the essential control strategies that ensure their optimal performance. We also highlighted the importance of communication systems for real-time monitoring and the advancements in mathematical models of DERs that improve energy management, and in particular short circuit calculations and protection relaying studies.

Despite these advancements, challenges remain in terms of technical, regulatory, and economic barriers. Overcoming these challenges through ongoing developments in control algorithms, communication technologies and DER modeling is essential for realizing and achieving the full potential of microgrids.

REFERENCES

- [1] Mariam, L., Basu, M., Colon, M.F. Microgrid: Architecture, policy and future trends, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 64, pp. 477-489, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.037>
- [2] Di Silvestre, M.L., Favuzza, S., Riva Sanseverino, E., Zizzo, G. How Decarbonization, Digitalization and Decentralization are Changing Key Power Infrastructures, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 93, pp. 483-498, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.068>
- [3] Ton, D.T., Smith, M.A. The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative, *The Electricity Journal*, Vol. 25, No. 8, pp. 84-94, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2012.09.013>
- [4] Uddin, M., Romlie, M.F., Abdullah, M.F., Abd Halim, S., Kwang, T.C. A Review on Peak Load Shaving Strategies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 82, No. 8, pp. 3323-3332, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.056>

- [5] Lidula, N., Rajapakse, A. Microgrids Research: A Review of Experimental Microgrids and Test Systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 15, No. 1, pp. 186-202, 2011. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.041>
- [6] Žilović, A. *Short circuit calculations in microgrid*, Faculty of Technical Sciences, Novi Sad, 2024.
- [7] Alam, M.N., Chakrabarti, S., Gosh, A. Networked Microgrids: State-of-the-Art and Future Perspectives, *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, Vol. 15, No. 1, pp. 1238-1250, 2019. <https://doi.org/10.1109/TII.2018.2881540>
- [8] He, J. *Experimental Validation of Systems Engineering Resilience Models for Islanded Microgrids for Defence Operations*, Doctoral thesis, Naval Postgraduate School, Monterey California, 2022. <https://apps.dtic.mil/sti/trecms/pdf/AD1200578.pdf> [pristupljeno 09.01.2025]
- [9] State of New Jersey Board of Public Utilities. Microgrid 2012. <https://www.nj.gov/bpu/about/divisions/opp/microgrid.html>
- [10] Shahgholian, G. A Brief Review on Microgrids: Operation, Applications, Modeling, and Control, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, e12885, 2021. <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12885>
- [11] Chakraborty, S., Weiss, M.D., Simoes, M.G. Distributed Intelligent Energy Management System for a Single-Phase High-Frequency AC Microgrid, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 54, No. 1, pp. 97-109, 2007. <https://doi.org/10.1109/TIE.2006.888766>
- [12] Unamuno, E., Barrena, J.A. Hybrid AC/DC Microgrids—Part I: Review and Classification of Topologies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 52, pp. 1251-1259, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.194>
- [13] He, L., Zhang, S., Chen, Y., Ren, L., Li, J. Techno-Economic Potential of a Renewable Energy-Based Microgrid System for a Sustainable Large-Scale Residential Community in Beijing, China, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 93, pp. 631-641, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.053>
- [14] Chandak, S., Bhowmik, P., Rout, P.K. Load Shedding Strategy Coordinated with Storage Device and D-STATCOM to Enhance the Microgrid Stability, Protection and Control of Modern Power Systems, Vol. 4, No. 1, pp. 1-19, 2019. <https://doi.org/10.1186/s41601-019-0138-0>
- [15] Hossain, M., Pota, H., Hossain, M., Haruni, A. Active Power Management in a Low-Voltage Islanded Microgrid, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 98, pp. 36-47, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.11.019>
- [16] Uddin, M., Mo, H., Dong, D., Elsayah, S., Zhu, J., Guerrero, J.M. Microgrids: A Review, Outstanding Issues and Future Trends, *Energy Strategy Reviews*, Vol. 49, 101127, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2023.101127>
- [17] Sina, P., Hossein, L., Amin, K. State of the Art in Research on Microgrids: A Review, *IEEE Access*, Vol. 3, pp. 890-925, 2015. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2015.2443119>
- [18] Daniel, O., Amir, E., Ali, M.S. Trends in Microgrid Control, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 5, No. 4, pp. 1905-1919, 2014. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2295514>
- [19] Ullah, K., Jiang, Q., Geng, G., Rahim, S., Khan, R. A. Optimal Power Sharing in Microgrids Using the Artificial Bee Colony Algorithm, *Energies*, Vol. 15, No. 3, pp. 1067, 2022. <https://doi.org/10.3390/en15031067>
- [20] Pompodakis, E.E., Strezoski, L., Simić, N., Paspatis, A.G., Alexiadis, M. C., Tsikalakis, A.G., Katsigiannis, Y.A., Karapidakis, E.S. Short-Circuit Calculation of Droop-Controlled Islanded AC Microgrids with Virtual Impedance Current Limiters, *Electric Power Systems Research*, Vol. 218, 109184, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109184>
- [21] Christopher, L.P., Hoang, D., Hugo, N.V.P. Searching for Grid-Forming Technologies That Do Not Impact Protection Systems: A promising technology, *IEEE Electrification Magazine*, Vol. 12, No. 2, pp. 63-70, 2024. <https://doi.org/10.1109/MELE.2024.3386036>
- [22] Strezoski, L., Prica, M., Loparo, K.A. Sequence Domain Calculation of Active Unbalanced Distribution Systems Affected by Complex Short Circuits, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 33, No. 2, pp. 1891-1902, 2018. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2742019>
- [23] Simić, N. *Short-circuit calculation in renewable energy resources-based microgrids*, Faculty of Technical Sciences, Novi Sad, 2024.
- [24] Strezoski, L., Stefani, I., Bekut, D. Novel method for adaptive relay

- protection in distribution systems with electronically-coupled DERs, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol 116, 105551, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105551>
- [25] Hirsh, A., Parag, Y., Guerrero, J. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol 90, pp 402-411, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.040>
- [26] D'Arco, S., Suul, J.A., Virtual synchronous machines-Classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids, in Proc. 2013 IEEE Grenoble Conference, Grenoble, France, pp. 1-7, 16-20 June, 2013. <https://doi.org/10.1109/PTC.2013.6652456>
- [27] He, Y., Zang, C. Review and Applications of Virtual Synchronous Machines Technologies, IEEE Innovative Smart Grid Technologies, 2019. <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2019.8881466>
- [28] Zhou, Y., Li, X., Vehicle to grid technology: A review, in Proc. 2015 34th Chinese Control Conference (CCC), Hangzhou, China, pp. 9031-9036, 28-30 July, 2015. <https://doi.org/10.1109/ChiCC.2015.7261068>
- [29] Khatib, M., Alvidrez, J., Ellis, A. Fault Analysis and Detection in Microgrids with High PV Penetration, Semantic Scholar, Engineering, Environmental Science, 2017. <https://doi.org/10.2172/1367437>

AUTHORS

Aleksej Žilović - BSc, teaching associate, Faculty of Technical Sciences, University of Novi Sad, aleksej.zilovic@uns.ac.rs, ORCID [0009-0009-4826-0999](https://orcid.org/0009-0009-4826-0999)

Luka Strezoski - PhD, associate professor, Faculty of Technical Sciences, University of Novi Sad, lukastrezoski@uns.ac.rs, ORCID [0000-0003-0109-4320](https://orcid.org/0000-0003-0109-4320)

Chad Abbey – PhD, VP of Advanced Technology Integration, Quanta Technology, cabbey@quanta-technology.com

Mikromreže - trenutni razvoj i izazovi

Rezime - U poslednjim decenijama, koncept mikromreža postao je ključna komponenta u modernizaciji električnih sistema, posebno u razvijenim zemljama. Mikromreže omogućavaju integraciju distribuiranih energetske resursa, kao što su obnovljivi izvori energije (solarni paneli, vetroturbine) i sistema za skladištenje energije, u postojeće distributivne mreže. Ovaj pristup pruža veću efikasnost, fleksibilnost i otpornost na prekide u napajanju energijom, a istovremeno smanjuje štetne emisije. Međutim, dok mikromreže nude brojne prednosti, one takođe predstavljaju niz izazova i pitanja u vezi sa tehničkim, regulatornim i ekonomskim aspektima njihove implementacije. Tehnički izazovi uključuju optimizaciju rada mikromreže u realnom vremenu, upravljanje potrošnjom i proizvodnjom energije i obezbeđivanje stabilnosti mreže u uslovima varijabilnosti obnovljivih izvora energije. Regulatorni okvir i modeli tržišta energije takođe moraju da evoluiraju kako bi podržali integraciju mikromreža i obezbedili fer tržišno okruženje. Ovaj rad istražuje ključne izazove u vezi sa razvojem mikromreža, kao i otvorena pitanja koja još uvek čekaju odgovore kako bi se omogućilo njihovo široko primenjivanje i optimalno funkcionisanje.

Ključne reči - distribuirani energetske resursi (DER), mikromreže, strategije upravljanja unutar mikromreža, DER modeli

Implementacija i benefiti Imbalance netting i Imbalance Netting Optimization Module u elektroenergetskom sistemu Srbije

Vladimir Bečejac^{*,**}, Aleksandar Georgiev^{*}, Milan Trifunović^{*}, Damjan Ilić^{*}

^{*} AD Elektromreža Srbije

^{**} Mašinski fakultet, Univerzitet u Beogradu

Rezime - Ovaj rad istražuje implementaciju mehanizma Imbalance Netting u okviru evropskog elektroenergetskog sistema sa fokusom na njegovu primenu u Srbiji. Mehanizam Imbalance Netting omogućava smanjenje aktivacije suprotnih automatskih rezervi (aFRR) putem optimizacije zahteva među operatorima prenosnih sistema (TSO). U radu su predstavljene koristi od primene ovog procesa, uključujući smanjenje troškova, povećanje efikasnosti sistema i unapređenje regionalne saradnje. Analizirani su konkretni primeri simulacija i benefiti za Srbiju. Uvođenje mehanizma ne samo da unapređuje balansiranje mreže, već i doprinosi smanjenju operativnih troškova i povećanju sigurnosti elektroenergetskog sistema Srbije u skladu sa ENTSO-E regulativom.

Ključne reči - Imbalance Netting, aFRR, optimizacija

1 UVOD

U savremenom elektroenergetskom sistemu, balansiranje proizvodnje i potrošnje električne energije predstavlja vitalni izazov za operatore prenosnih sistema (TSO). Debalans između ponude i potražnje može izazvati ozbiljne posledice u radu mreže, što dovodi do dodatnih troškova i smanjenja pouzdanosti snabdevanja električnom energijom [1]. Sa povećanjem uдела obnovljivih izvora energije, posebno vetroelektrana i solarnih elektrana, izazovi balansiranja postaju još izraženiji zbog njihove varijabilnosti i nepredvidivosti proizvodnje. To zahteva efikasnije planiranje i upravljanje balansirnim rezervama, što je potvrđeno i u domaćoj literaturi koja analizira metode za optimalno dimenzionisanje rezervi u uslovima rastućih OIE kapaciteta [2].

Da bi se optimizovao proces balansiranja, razvijeni su različiti mehanizmi, među kojima se posebno izdvaja *Imbalance Netting* (IN). IN je proces koji omogućava operatorima prenosnih sistema da smanje aktivaciju automatske frekvencijske rezerve (aFRR) tj. sekundarne regulacione rezerve putem koordinacije sa susednim operatorima. Ovaj mehanizam doprinosi smanjenju troškova balansiranja, poboljšanju efikasnosti mreže i unapređenju regionalne saradnje među TSO-ima. Evropska iskustva pokazuju da primena IN mehanizma može da dovede do smanjenja ukupne potrebe za aktivacijom rezervi, što donosi značajne finansijske uštede i veću operativnu sigurnost sistema [3].

U Evropi, ovaj proces se realizuje kroz *International Grid Control Cooperation* (IGCC), platformu koja okuplja veliki broj

evropskih operatora prenosnih sistema i omogućava automatizovanu optimizaciju aFRR zahteva u realnom vremenu [4-6]. Razvoj IGCC započeo je 2011. godine kao inicijativa za smanjenje kontraaktivacije aFRR između različitih kontrolnih oblasti.



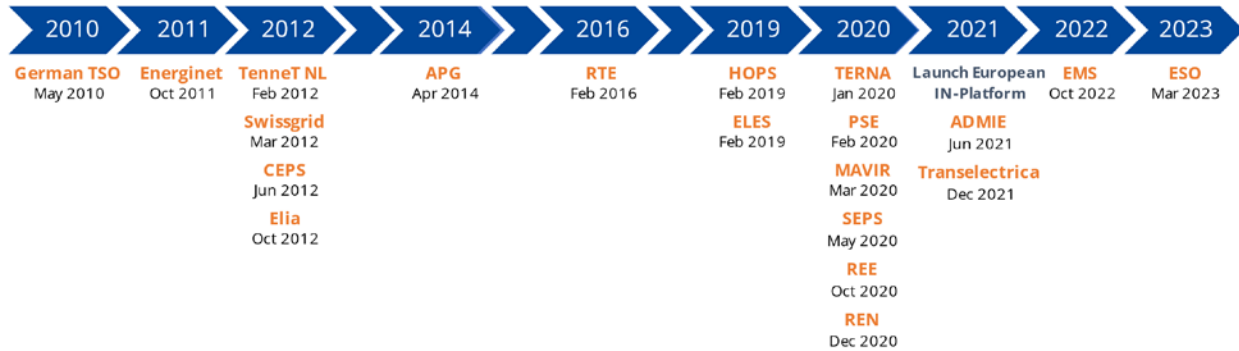
Slika 1. Učesnici IGCC procesa [4]

Prvi učesnici ovog sistema bili su nemački operatori prenosnog sistema, a za poslednjih 14 godina, broj TSO-va je značajno porastao, uključujući operatore iz cele kontinentalne Evrope (CE). Glavni cilj IGCC-a jeste smanjenje nepotrebne upotrebe rezervi i optimizacija korišćenja dostupnih resursa, čime se postiže značajna ušteda u troškovima balansiranja. Na slici 1 se mogu videti zemlje učesnice IGCC procesa.

Srbija je prepoznala važnost ovog procesa i kroz svog operatora prenosnog sistema, Elektromrežu Srbije (EMS) započela proces pridruživanja IGCC-u. EMS je 20. oktobra 2022. godine započeo tehničko učešće, dok je 1. marta 2023. godine postao operativni učesnik IGCC-a. Učešće EMS-a u ovom sistemu omogućava efikasnije upravljanje rezervama i sinhronizaciju balansirnih mehanizama sa susednim državama, čime se povećava sigurnost elektroenergetskog sistema i smanjuju operativni troškovi.

Kako bi se omogućila što efikasnija implementacija ovog procesa, razvijen je *Imbalance Netting Optimization Module* (INOM) u kome učestvuju za sada samo Srbija i Crna Gora. Ovaj modul koristi napredne algoritme optimizacije kako bi izračunao korekcije potrebne za balansiranje sistema i smanjio potrebu za aktivacijom dodatnih rezervi iz Evrope. Na slici 2 je prikazana hronologija pridruživanja TSO-va IGCC procesu.

U daljem tekstu rada, analiziraće ključni aspekti rada IN sistema, njegovu tehničku implementaciju i benefite koje donosi elektroenergetskom sistemu Srbije i Evrope. Biće prikazano kroz primere kako mehanizam funkcioniše. Na kraju, biće sagledane mogućnosti daljeg razvoja i njegovog prilagođavanja budućim zahtevima ENTSO-E regulative.



Slika 2. Hronologija pridruživanja TSO-va IGCC procesu [4]

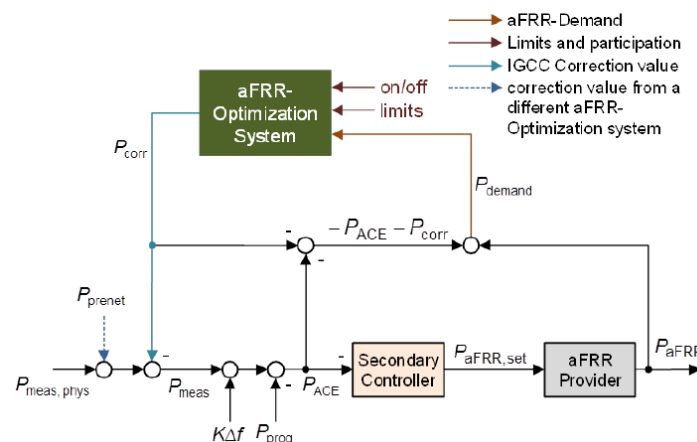
II IMBALANCE NETTING I NJGOV RAD

IGCC se bavi IN procesom. Dodela potencijala za IN među članovima IGCC-a u svakom ciklusu optimizacije u realnom vremenu zasniva se na principima proporcionalne raspodele i nediskriminacije.

Korekcija Članova IGCC-A, koju Izračunava aFRR-Optimization System, integriše se u regulacione petlje aFRR-a kontrolnih oblasti (LFC Area) kojima pripadaju članovi IGCC-a. Osnovni principi aFRR-Optimization System-a su sledeći:

- svaki član IGCC-a izračunava zahtev za aFRR u kontrolnoj oblasti kojoj pripada;
- zahtevi za aFRR i ograničenja prenosa se šalju u aFRR-Optimization System;
- aFRR-Optimization System izračunava korekcije uz poštovanje postavljenih ograničenja;
- izračunate korekcije se šalju članovima IGCC-a i koriste se kao ulazni podaci za regulacione petlje aFRR-a u njihovim kontrolnim oblastima.

Slika 3 prikazuje integraciju aFRR-Optimization System-a u sekundarnu regulacionu petlju člana IGCC-a. Tačna implementacija u SCADA sistemu pojedinačnog člana IGCC-a može se razlikovati, sve dok se poštuje kontrolna struktura prikazana na slici 3.



Slika 3. Integracija aFRR-Optimization System

Posebno, sledeće jednačine moraju biti ispunjene, jer prikazuju

ACE (Area Control Error) jednog TSO-a, smanjen za vrednost korekcije dobijene kroz IN, kao i aFRR-Demand, koji predstavlja ukupnu neravnotežu koju je potrebno pokriti aFRR aktivacijom:

$$P_{ACE} = P_{meas} - P_{prog} + K \cdot \Delta f - P_{corr}$$

$$P_{Demand} = P_{aFRR} - P_{ACE} - P_{corr}$$

gde su:

P_{ACE} - Greška u kontroli oblasti nakon korekcije kroz IN,

P_{meas} - izmerena razmena snage kontrolne oblasti,

P_{prog} - planirana razmena snage,

K · Δf - komponenta frekvencijske regulacije,

P_{corr} - korektivna snaga preneti kroz IGCC,

P_{demand} - konačan zahtev za aFRR aktivacijom nakon primene korekcije,

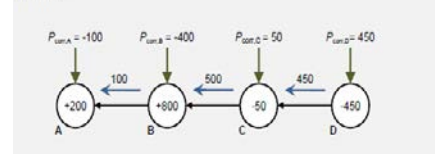
P_{aFRR} - aktivirana automatska frekvencijska rezerva,

P_{ACE} - greška kontrole oblasti,

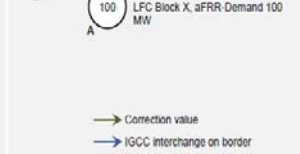
P_{corr} - korekcija kroz IN.

LFC Block	A	B	C	D
aFRR-Demand [MW]	200	800	-50	-450
Share of Total Positive Demand [pu]	200/(200+800) = 0.2	800/(200+800) = 0.8	n/a	n/a
Share of Total Negative Demand [pu]	n/a	n/a	-50/(-50+(-450)) = 0.1	-450/(-50+(-450)) = 0.9
Correction - Optimisation Target [MW]	-0.2 500 = -100	-0.8 500 = -400	0.1 500 = 50	0.9 500 = 450
Correction Value (Optimisation Result) [MW]	-100	-400	50	450
Remaining aFRR-Demand [MW]	200+(-100) = 100	800+(-400) = 400	-50+50 = 0	-450+450 = 0
Deviation from Target [MW]	-100-(-100) = 0	-400-(-400) = 0	50-50 = 0	450-450 = 0
Deviation/aFRR Demand (Absolute Value) [pu]	-100/200 = 0.5	-400/800 = 0.5	50/50 = 1	450/450 = 1

Model



Legend



Slika 4. Izračunavanje vrednosti korekcije bez ograničenja

Slika 4 ilustruje izračunavanje vrednosti korekcije (*correction values*) bez ograničenja. Kontrolne oblasti LFC A i B imaju deficit snage (short) u ukupnom iznosu od 1000 MW, dok oblasti LFC C i D imaju višak snage (long) od -500 MW. Cilj optimizacije je potpuno netiranje (poništanje) aFRR zahteva oblasti C i D i proporcionalna raspodela netovanja za oblasti A i B u skladu sa njihovim udelom u ukupnom pozitivnom aFRR-Demand. Pošto ne postoje ograničenja prenosa ili drugih tehničkih limita, cilj optimizacije se u potpunosti postiže i odstupanje od optimalnog rešenja je nula. To znači da se zahtevi

za balansiranjem u kontrolnim oblastima efikasno međusobno poništavaju, smanjujući potrebu za dodatnom aktivacijom aFRR rezervi i time optimizujući rad elektroenergetskog sistema.

Razmena snage između LFC blokova se sprovodi u skladu sa definicijama ENTSO-E za virtuelne *tie-line* veze (kako je definisano u ENTSO-E RGCE *Operation Handbook*, Policy 1, B-D6.2 i u SO GL, Član 3). LFC oblast može biti deo različitih saradnji vezanih za aFRR. Konkretno, LFC oblast može biti deo Optimizacionog regiona i izvršavati pre-netiranje neravnoteža sa LFC oblastima koje nisu deo IGCC-a. U tom slučaju, odgovarajuća vrednost korekcije (P_{prenet}) tretira se na isti način kao i druge *tie-line* veze koje su deo izračunavanja ACE-a.

Određivanje IGCC količina energije vrši se za svaki obračunski period (15 minuta). IGCC količine energije za svakog IGCC člana i svaki obračunski period sastoje se od dve vrednosti: IGCC uvoz i IGCC izvoz tog člana.

Sve granice između IGCC članova moraju biti deo IGCC-a. Isključenje granice je moguće u sledećim slučajevima:

- Isključenje granice može biti neophodno zbog pravila ENTSO-E ili regulatorne odluke (može biti jednostrano, bilateralno ili regionalno, u zavisnosti od konkretne granice).
- Granica između IGCC članova može biti isključena jednostranom odlukom jednog od uključenih IGCC članova u slučaju očekivanih operativnih ili tehničkih problema ili značajnih negativnih efekata u smislu troškova i koristi, pri čemu ti razlozi moraju biti transparentno predstavljeni drugim IGCC članovima.
- Granica između IGCC članova može biti isključena ili uključena na osnovu njihovog bilateralnog dogovora, a razlozi za to moraju biti transparentno predstavljeni ostalim IGCC članovima.

Principi ograničenja

Svi IGCC članovi sarađuju na implementaciji ograničenja kako bi se osigurala operativna sigurnost i transparentnost informacija vezanih za odgovarajuće operativne procedure i metodologije. Domaćin TSO implementira ograničenja u aFRR-*Optimization System*. Tri vrste ograničenja se kombinuju i koriste od strane IGCC algoritma u realnom vremenu:

- ATC ograničenja (podrazumevana ograničenja),
- profilna ograničenja,
- ograničenja zasnovana na protoku.

Ta ograničenja se uzimaju u obzir u realnom vremenu kao granični uslovi u IGCC algoritmu kako bi se osiguralo da izračunate korekcije svakog IGCC člana poštuju i istovremeno garantuju sva ta ograničenja. IGCC članovi koji dele zajedničku granicu moraju se dogovoriti o obezbeđivanju ATC ograničenja za aFRR-*Optimization System* i imenovati najmanje jednog od dva IGCC člana kao odgovornog za implementaciju neophodne razmene podataka u saradnji sa domaćinom TSO. U slučaju da oba IGCC člana dostave vrednosti za ATC ograničenja iste zajedničke granice ili ograničenja zasnovana na protoku za isti tok, aFRR-*Optimization System* će koristiti najmanju od obe vrednosti kao ulaz za izračunavanje korekcija. Primer za određivanje ograničenja je predstavljen u Tabeli 1.

Tabela 1. Primer za određivanje ograničenja

Ograničenje	Pravac	Vrednost
Definisano od A	od A ka B	50 MW
Definisano od A	od B ka A	110 MW
Definisano od B	od A ka B	40 MW
Definisano od B	od B ka A	20 MW
Korišćeno u aFRR-optimizaciji	od A ka B	min (50 MW, 40 MW)=40 MW
Sistem	od A ka B	min (110 MW, 200 MW)=110 MW

ATC-Ograničenja

Podrazumevana ograničenja za razmenu IN na relevantnoj granici između dva člana IGCC-a predstavljaju preostali prekogranični prenosni kapacitet određen nakon zatvaranja intraday prekograničnog tržišta i uzimaju u obzir razmenu balansne energije, npr. aFRR, mFRR, RR ili drugih rezervi na zajedničkoj granici ili profilu (npr. Srbija - Mađarska ili Mađarska - Austrija). Ovo predstavlja preostali dostupni prenosni kapacitet (ATC) za IGCC u realnom vremenu, koji se može koristiti za održavanje rezultujuće IGCC razmene i korekcija unutar domena operativne sigurnosti.

Kako bi se osigurala operativna sigurnost, IGCC razmena između LFC oblasti članova IGCC-a biće ograničena prema dogovorenim pravilima, koja mogu biti definisana dodatno u odnosu na podrazumevana ograničenja.

Profilno ograničenje (Profile-Limit)

Profilno ograničenje predstavlja ograničenje ukupne IGCC razmene jedne LFC oblasti (ukupan uvoz ili izvoz). Svaki član IGCC-a ima pravo da ograniči svoje učešće na dostupni kapacitet aFRR-a. Takvo dodatno ograničenje može biti definisano i korišćeno od strane člana IGCC-a. Članovi IGCC-a imaju mogućnost da ručno smanje takvo ograničenje u određenim situacijama (npr. u vanrednim situacijama) kako bi mogli da smanje sopstveno učešće u IGCC-u.

Ograničenje zasnovano na Flow-Based limitu

Ograničenje zasnovano na *Flow-Based* limitu [7, 8] označava ograničenje snage koju IGCC razmena može izazvati na kritičnoj grani ili prenosnom koridoru (skupu kritičnih grana) unutar LFC oblasti ili između LFC oblasti. U slučajevima kada prenosni kapacitet za IGCC razmenu nije ograničen eksplicitnim ili implicitnim postupkom dodele na relevantnoj granici, IGCC članovi treba da se dogovore o podrazumevanim vrednostima *Flow-Based Limits*, koje odražavaju razuman opseg razmene na jednom koridoru ili protoka snage na kritičnoj grani (npr. 2000 MW između nemačkih LFC oblasti). Ograničenja zasnovana na protoku koriste nemački IGCC članovi kako bi očuvali operativnu sigurnost smanjenjem fizičkih protoka nastalih usled IGCC razmene na prenosnim koridorima u Nemačkoj. Ova ograničenja mogu uticati na IGCC razmenu u skladu sa principima opisanim u ovom odeljku. Trenutno, ograničenja zasnovana na protoku nisu primenjena na prenosne koridore drugih IGCC članova, ali postoje rasprave unutar saradnje o mogućnosti proširenja njihove upotrebe na sve IGCC članove.

Matrica MPTDF [9] koristi se za predstavljanje uticaja IGCC razmene na protok opterećenja preko identifikovanih kritičnih

grana ili prenosnih koridora. Faktor raspodele prenosa snage (PTDF - *Power Transfer Distribution Factor*) kvantifikuje uticaj IGCC razmene između LFC oblasti na određeni element mreže C (kritična grana ili prenosni koridor). U ovom okviru, PTDF od 10% znači da povećanje razmene od 100 MW iz A u B izaziva povećanje od 10 MW na mrežnom elementu C.

Za Nemačku, PTDF faktori koji čine matricu MPTDF predstavljaju varijaciju fizičkog protoka na kritičnim granama izazvanu promenom korekcije svakog IGCC člana. Kao ilustracija, matrica MPTDF, koja prikazuje uticaj IGCC razmene na protok opterećenja preko kritičnih grana C1 i C2, definisana je u tabeli 2.

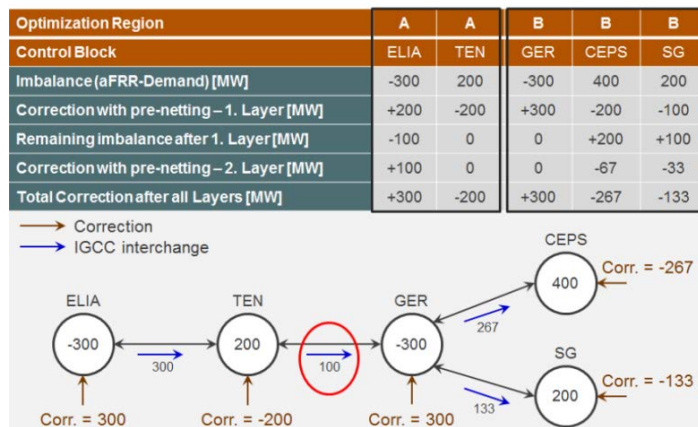
Tabela 2. Osetljivost kritičnih grana na IGCC izvoz

kritična grana	osetljivost na IGCC izvoz		
	A	B	C
C1	-0.2	0.6	0.2
C2	0	-0.4	0.4

III PRE-NETIRANJE I OPTIMIZACIONI REGIONI

Svaki član IGCC-a ima pravo da izvrši pre-netiranje (preliminary netting) svojih neravnoteža u okviru Optimizacionog regiona (*optimization region*), koji može uključivati LFC blokove unutar IGCC-a, ali i u saradnji sa LFC blokovima koji nisu deo IGCC-a.

Slika 5 ilustruje kako se vrednosti korekcije računaju bez ograničenja kada su prepoznata dva Optimizaciona regiona (A i B). U prvom koraku, neravnoteže se najpre poništavaju unutar svakog Optimizacionog regiona. Zatim, u drugom sloju netiranja, preostale neravnoteže svih članova IGCC-a se zajednički netiraju.



Slika 5. Računanje vrednosti korekcije bez ograničenja kada su prepoznata dva Optimizaciona regiona

Pravila za učestvovanje u Optimizacionom regionu IGCC-a

Kako bi član IGCC-a mogao da učestvuje u Optimizacionom regionu, mora ispuniti sledeće uslove:

- Implicitno IN (npr. zajednička merit-order lista za aFRR) između dva ili više LFC blokova koji učestvuju u IGCC-u smatra se IN procesom.
- Svaki LFC blok unutar IGCC-a može imati samo jedno IN povezivanje sa drugim LFC blokovima IGCC-a, koje

prethodi sveukupnom netiranju među svim LFC blokovima IGCC-a.

- Svaki LFC blok u IGCC-u može učestvovati u jednoj dodatnoj IN saradnji van IGCC-a.

Članovi IGCC-a mogu menjati svoju participaciju u Optimizacionom regionu. Njihovo učešće je dobrovoljno, ali sistem za optimizaciju aFRR-a (*aFRR-Optimization System*) mora biti prilagođen u skladu sa definisanim Optimizacionim regionima.

Tehnički i ekonomski aspekti pre-netiranja

IGCC operatori su analizirali kako pre-netiranje može uticati na tehničke i ekonomske aspekte IN procesa u Evropi.

Tehnički aspekti su:

- optimizacioni regioni su uvedeni da bi omogućili učestvovanje različitih inicijativa u IGCC procesu,
- pre-netiranje može dovesti do neproporcionalne raspodele netirajućeg potencijala, iako je ukupna količina netiranih neravnoteža ista, bez obzira na pre-netiranje,
- u pogledu operativne sigurnosti, pre-netiranje može smanjiti fizičke tokove, ali to ne važi uvek, pa nije u svim slučajevima najefikasnije rešenje,
- kada operatori sistema rade zajedničko dimenzionisanje (LFC Block), pre-netiranje je neophodno kako bi se obezbedio pristup prenosnim kapacitetima za aFRR aktivaciju,
- ako TSO-ovi sprovode prekograničnu zajedničku aktivaciju aFRR (aFRR CoBA), pre-netiranje može omogućiti prioritetan pristup prenosnim kapacitetima, pri čemu bi se formirao Optimizacioni region.

Ekonomski aspekti su:

- proporcionalna raspodela netirajuće energije (pro-rata alokacija) ne uzima u obzir troškove balansiranja i zbog toga ne dovodi nužno do optimalnog društvenog benefita za celokupan IN proces,
- implicitno pre-netiranje u okviru aFRR-CoBA može dovesti do neproporcionalne raspodele netiranja u korist aFRR-CoBA,
- međutim, unutar aFRR-CoBA, netovana energija se raspoređuje na osnovu troškova balansne energije (socijalno optimalno rešenje), što znači da bi proporcionalna alokacija smanjila ukupni benefit aFRR-CoBA.

IV OPERATIVNI PROCESI U IGCC SISTEMU

Prava članova IGCC-a na obustavu ili ograničenje učešća

Svaki član IGCC-a ima pravo da privremeno obustavi ili ograniči svoje učešće u IGCC procesu. Takođe, može ograničiti razmenu snage sa jednim ili više susednih članova IGCC-a ili ograničiti protok snage kroz svoju mrežu u sledećim slučajevima:

- radi operativne sigurnosti, ako se proceni da bi dalja razmena ugrozila stabilnost mreže,
- zbog tehničkih problema, kao što su:
 - o veliki problemi unutar LFC oblasti (npr. lokalni priklidi struje ili podela mreže).
 - o održavanje ili kvar IT sistema koji su povezani sa

IGCC-om,

- o problemi sa određivanjem operativnih vrednosti, kao što su aFRR zahtevi ili ograničenja,
- o problemi sa sigurnošću sistema, uključujući visoke fizičke protoke u LFC oblasti ili na granicama između članova IGCC-a,
- usklađivanje sa zahtevima regulatornih tela ili drugim nacionalnim obavezama koje mogu ograničiti učešće u IGCC-u.

Ekonomska optimizaciju nije moguće koristiti kao razlog za obustavu ili ograničenje učešća u IGCC procesu.

Ako član IGCC-a odluči da obustavi ili ograniči svoje učešće, dužan je da objasni razloge u roku od 14 dana po zahtevu drugih članova IGCC-a. Ako se takva obustava ponavlja, ostali IGCC članovi imaju pravo da predlože prilagođavanje sistema kako bi se izbegle dalje neregularnosti.

Odgovornost za operativno upravljanje IGCC sistemom

Svaki član IGCC-a je potpuno odgovoran za:

- operativno upravljanje i sigurnost snabdevanja u svojoj LFC oblasti,
- tačnost i kvalitet podataka koji se šalju u aFRR-Optimization System.

IGCC razmena snage između LFC oblasti ne garantuje isporuku balansne energije, već funkcioniše kao optimizovana koordinacija među članovima. Pri tome, svaki IGCC član mora uzeti u obzir:

- promenljivost IGCC razmene - fluktuacije u korekcijama mogu uticati na balansiranje,
- mogućnost iznenadne obustave učešća - npr. zbog problema u vezi,
- uticaj netačnih aFRR zahteva ili pogrešno definisanih ograničenja.

Ručno menjanje korekcija u IGCC sistemu nije dozvoljeno, jer bi to moglo dovesti do nesklada u ukupnim korekcijama među članovima. Pravilo je da zbir svih korekcija između IGCC članova u svakom trenutku mora biti nula 20161020_IGCC_Stakehold....

Automatska redukcija ili suspenzija učešća zbog problema u aFRR-Optimization System-u

IGCC član može biti automatski isključen iz IGCC-a ako:

- aFRR-Demand signal nije isporučen ili je označen kao nevalidan,
- aFRR-Demand signal ostaje nepromenjen duže od dogovorenog perioda, čak i ako je validan,
- ATC ograničenja nisu dostavljena ili su neispravna, što može dovesti do toga da sistem automatski primeni poslednju dostupnu vrednost ili postavi ograničenje na nulu.

U slučaju problema sa ograničenjima prenosa (ATC Limits), postupak rešavanja zavisi od scenarija:

- ako dva IGCC člana pružaju različite vrednosti za istu granicu, koristi se poslednja ispravna vrednost,
- ako nijedan član ne dostavi ispravne vrednosti, ograničenje se automatski postavlja na nulu kako bi se sprečili rizici po mrežu.

Domaćin TSO (*Host TSO*) može ručno isključiti člana IGCC-a na njegov zahtev, a zatim je dužan da telefonski obavesti isključenog IGCC člana.

V PRINCIPI PORAVNANJA (SETTLEMENT PRINCIPLES) U IGCC PROCESU

Cilj poravnanja

Osnovna ideja IGCC poravnanja je fer raspodela koristi među članovima IGCC-a. Svaki član IGCC-a doprinosi procesu IN-a, smanjujući potrebu za aktivacijom aFRR (*Automatic Frequency Restoration Reserve*), čime ostvaruje finansijske i operativne koristi.

Poravnanje se sprovodi za svaki obračunski period od 15 minuta, gde se za svakog člana IGCC-a izračunavaju dve ključne vrednosti:

- IGCC uvoz (IGCC import),
- IGCC izvoz (IGCC export).

Na osnovu ovih vrednosti, IGCC koristi algoritam za izračunavanje cena poravnanja, što omogućava fer raspodelu benefita među učesnicima.

Računanje cena poravnanja

Cena poravnanja u IGCC-u zasniva se na *Opportunity Price* metodologiji, pri čemu svaki IGCC član prijavljuje svoje cene izbegnutih aFRR troškova. Ove cene odražavaju vrednost energije koja nije morala biti aktivirana zahvaljujući IN procesu.

Metodologija izračunavanja *Opportunity Prices* varira među članovima IGCC-a, ali se generalno harmonizuje kako bi se osiguralo pošteno i ujednačeno poravnanje. Cene se obično baziraju na tržišnim troškovima aFRR energije, uz moguće regulatorna prilagođenja.

Primer finansijskih koristi IGCC-a

Konkretni primer koristi od učestvovanja u IGCC procesu:

- bez IGCC-a: Član mora da aktivira 100 MWh aFRR po ceni 50 €/MWh, što rezultira ukupnim troškom od 5000 €,
- sa IGCC-om: Zahvaljujući optimizaciji, potreba za aFRR aktivacijom se smanjuje na 60 MWh, a prosečna cena opada na 45 €/MWh, smanjujući ukupan trošak na 2700 €.
- ukupna ušteda iznosi 2300 €, podeljena na dva efekta:
 1. komponenta energije (smanjenje aktivacije aFRR) → 2000 €
 2. komponenta cene (smanjenje prosečne cene aFRR) → 300 € 20161020_IGCC_Stakehold....

Ova ušteda pokazuje da IGCC ne samo da smanjuje potrebu za rezervama, već i omogućava niže tržišne cene balansiranja.

Izračunavanje konačnog iznosa poravnanja

IGCC sistem koristi sledeću formulu za računanje cene poravnanja:

$$P_{IGCC}(t) = \frac{\sum_{m=1}^M E_{Imp}(t,m) \cdot C_{Imp}(t,m) + \sum_{m=1}^M E_{Exp}(t,m) \cdot C_{Exp}(t,m)}{\sum_{m=1}^M E_{Imp}(t,m) + \sum_{m=1}^M E_{Exp}(t,m)}$$

gde su:

$E_{Imp}(t, m)$ - IGCC uvoz za člana m u vremenskom periodu t (izražen u MWh),

$E_{Exp}(t, m)$ - IGCC izvoz za člana m u periodu t (izražen u MWh),

$C_{Imp}(t, m)$ - Opportunity Price za uvoz člana m u periodu t (€/MWh).

$C_{Exp}(t, m)$ - Opportunity Price za izvoz člana m u periodu t (€/MWh).

Ova formula osigurava da svi IGCC članovi dobijaju pravednu nadoknadu na osnovu njihovog učešća u procesu balansiranja.

Problemi i prilagođavanja u sistemu poravnanja

Kako se broj IGCC učesnika povećava, dolazi do većih razlika u cenama Opportunity Prices između članova. To je dovelo do diskusija o tome kako raspodeliti koristi i da li je potrebno redistribuirati benefite kako bi se osigurala ravnopravnost.

Jedan od problema koji se javlja je mogućnost da pojedini članovi imaju negativne benefite, dok je ukupni benefit IGCC-a pozitivan. Ovo se dešava kada član mora da plati IGCC cenu poravnanja koja premašuje njegovu lokalnu Opportunity Price.

Trenutni sistem poravnanja

Kako bi se izbegli negativni benefiti, uveden je Ex-Post sistem prilagođavanja, gde se vrši redistribucija poravnatih iznosa:

- članovi sa negativnim benefitima redistribuiraju svoje gubitke članovima sa pozitivnim benefitima,
- članovi sa pozitivnim benefitima umanjuju svoje zarade proporcionalno,
- članovi sa nultim energetske bilansom (uvoz = izvoz) isključeni su iz ovog procesa

Ovo osigurava da nijedan član IGCC-a ne trpi direktne gubitke, dok celokupni sistem ostaje ekonomski isplativ.

Budući koraci u razvoju IGCC sistema poravnanja

U okviru IGCC-a razmatrane su nove metode poravnanja, uključujući:

1. jednak benefit za sve članove - proporcionalna raspodela ukupnih ušteda među svim članovima,
2. referentnu cenu - vezivanje IGCC cena za spot tržište ili fiksne cene svake države,
3. decoupling od aFRR tržišta - razvoj zasebnog IGCC tržišta koje ne zavisi od cena lokalnih aFRR tržišta.

IGCC članovi su zaključili da je potrebno dalje istražiti ekonomski i regulatorni uticaj ovih opcija, dok će trenutni sistem ostati na snazi do daljih analiza.

VI IMBALANCE NETTING OPTIMIZATION MODULE (INOM)

Imbalance Netting Optimization Module (INOM) je optimizacioni modul dizajniran za automatsku raspodelu debalansa između operatora prenosnih sistema (TSO-ova), kako bi se smanjila potreba za aktivacijom balansnih rezervi u suprotnim smerovima. Ovaj proces omogućava optimizovanu koordinaciju između EMS (Elektromreže Srbije) i CGES (Crnogorskog elektroprenosnog sistema), čime se postiže efikasnija upotreba sekundarne regulacije i smanjenje operativnih troškova.

INOM je deo SCADA/EMS sistema u nacionalnim dispečerskim centrima i koristi automatizovane algoritme za optimizaciju aktivacije sekundarnih rezervi u realnom vremenu. Ključna prednost ovog modula je u tome što omogućava dinamičko netiranje odstupanja, čime se smanjuje ukupna potreba za rezervama i optimizuje stabilnost mreže.

Suštinska razlika u INOM i IGCC procesu je ta što se u prvoj iteraciji posmatraju samo TSO-vi Srbije (EMS) i Crne Gore (CGES), a nakon toga dolazi IGCC proces u drugoj iteraciji gde učestvuju svi TSO-vi (lista učesnika je data na slici 1).

Sistem funkcioniše kroz razmenu podataka između EMS i CGES-a, pri čemu svaka regulaciona oblast u realnom vremenu prenosi sledeće ključne parametre:

- ACE - regulaciona greška oblasti pre korekcije.
- P_{corr} - korektivni signal koji modul optimizacije izračunava kako bi se ACE smanjio.
- P_{DEM} - zahtev za sekundarnom regulacijom.
- ATC (*Available Transfer Capacity*) - preostali raspoloživi kapacitet prenosa između EMS-a i CGES-a.

Proces rada INOM-a se odvija u nekoliko koraka:

1. Prikupljanje ACE vrednosti iz EMS i CGES sistema - svaka regulaciona oblast dostavlja svoje podatke o trenutnom stanju regulacije.
2. Izračunavanje korekcija P_{corr} - na osnovu prijavljenih ACE vrednosti i dostupnih kapaciteta prenosa (ATC), INOM modul određuje optimalne korekzione vrednosti koje minimizuju potrebu za dodatnom aktivacijom sekundarne regulacije.
3. Primena korekcija na kontrolne sisteme EMS-a i CGES-a - korektivne vrednosti se vraćaju u SCADA/EMS sistem i primenjuju se na regulacione elektrane kako bi se ispravila greška u balansiranju.
4. Kontinuirana optimizacija u realnom vremenu - sistem neprekidno ažurira ACE i P_{corr} kako bi obezbedio optimalne korekcije u svakom trenutku.

Optimizacija i prilagođavanje prenosa snage

Jedan od ključnih izazova u INOM procesu je ograničenost prenosa snage između Srbije i Crne Gore, što znači da optimizacija mora uzeti u obzir dostupne ATC limite. Ako je dostupni kapacitet nedovoljan, algoritam prilagođava korekcije tako da ne dođe do preopterećenja interkonektivnih dalekovoda.

Matematički model za korekciju ACE vrednosti definisan je sledećom jednačinom:

$$ACE_{k,i} = ACE_i - P_{corr,i}$$

gde su:

$ACE_{k,i}$ - korekcija regulacione greške nakon optimizacije,
 ACE_i - početna vrednost regulacione greške pre optimizacije,
 $P_{corr,i}$ - korektivni signal izračunat optimizacijom netiranja debalansa.

Pored toga, dodatna razmena snage između Srbije i Crne Gore mora zadovoljiti ATC ograničenja:

$$-ATC_{j,i} \leq P_{i,j} \leq ATC_{i,j}$$

što znači da razmena energije između dve oblasti ne može preći dozvoljeni limit prenosa.

VII ZAKLJUČAK

Implementacija *Imbalance Netting* (IN) mehanizma i *Imbalance Netting Optimization Module* (INOM) u elektroenergetskom sistemu Srbije predstavlja značajan korak ka unapređenju efikasnosti balansiranja i pouzdanosti rada prenosne mreže. Analizirani principi i primeri pokazuju da uvođenje IN procesa omogućava smanjenje ukupne potrebe za aktivacijom automatskih frekvencijskih rezervi (aFRR), čime se postižu direktne finansijske uštede i povećava operativna sigurnost sistema.

Prikazani su konkretni benefiti, poput optimizacije korišćenja rezervi kroz koordinisanu razmenu sa susednim operatorima i integraciju u panevropsku IGCC platformu. Posebno je značajna uloga INOM-a, koji kroz napredne algoritme omogućava dinamičku raspodelu debalansa i još efikasnije upravljanje rezervama na regionalnom nivou, uzimajući u obzir stvarne prenosne kapacitete i operativna ograničenja.

Očekuje se da će dalji razvoj i proširenje ovih mehanizama, uz kontinuirano praćenje evropskih standarda i saradnju sa susednim TSO-ima, doprineti još većoj stabilnosti, smanjenju troškova i boljoj integraciji obnovljivih izvora energije u elektroenergetski sistem Srbije. Time se potvrđuje strateški značaj modernizacije balansnih procesa i implementacije inovativnih rešenja u skladu sa savremenim zahtevima tržišta i regulative.

LITERATURA

- [1] Bakker, W., Lampropoulos, I. The Cost Reduction Potential of Demand Response in Balancing Markets from a System Perspective, *Energies*, Vol. 17, No. 12, pp. 2817, 2024. <https://doi.org/10.3390/en17122817>
- [2] Radovanović, M., Đurišić, Ž. Optimalno planiranje balansne rezerve za pokrivanje debalansa u proizvodnji vetroelektrana u Južnom

Banatu, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 24, No. 4, pp. 38-46, 2022.

<https://doi.org/10.46793/EEE22-4.38R>

- [3] Lorenz, C., Gerbaulet, C. New cross-border electricity balancing arrangements in Europe, *DIW Discussion Papers* No. 1400, 2014. <https://www.econstor.eu/handle/10419/103359> [pristupljeno 08.02.2025]
- [4] Imbalance Netting, https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/ [pristupljeno 08.02.2025]
- [5] ENTSO-E RGCE Operation Handbook
- [6] Stakeholder document for the principles of IGCC https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/Implementation/IGCC/20161020_IGCC_Stakeholder_document.pdf [pristupljeno 08.02.2025]
- [7] Bjorndal, E., Bjorndal, M.H., Cai, H. Flow-based market coupling in the european electricity market-a comparison of efficiency and feasibility, *NHH Dept. of Business and Management Science Discussion Paper*, No. 2018/14, 2018. https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3272188 [pristupljeno 08.02.2025]
- [8] Schönheit, D. et al. Toward a fundamental understanding of flow-based market coupling for cross-border electricity trading, *Advances in Applied Energy*, Vol. 2, 100027, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2021.100027>
- [9] Ogawa, T., Shuichi, K., Iwamoto, S. Transmission line loss allocation using power flow tracing with distribution factors, in *Proc. 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Tampa, FL, USA, 24-28, June 2007. <https://doi.org/10.1109/PES.2007.385930>

AUTORI

dr Vladimir Bečejac - doktor elektrotehnike i računarstva, Mašinski fakultet, Univerzitet u Beogradu i EMS AD, vladimir.becejac@ems.rs, ORCID [0000-0002-2679-9354](https://orcid.org/0000-0002-2679-9354)

Aleksandar Georgiev - diplomirani inženjer elektrotehnike i računarstva, EMS AD, aleksandar.georgiev@ems.rs, ORCID [0009-0007-6372-9615](https://orcid.org/0009-0007-6372-9615)

msr Milan Trifunović, master inženjer elektrotehnike i računarstva, EMS AD, milan.trifunovic@ems.rs, ORCID [0009-0009-5734-1627](https://orcid.org/0009-0009-5734-1627)

Damjan Ilić - diplomirani inženjer elektrotehnike i računarstva, EMS AD, damjan.ilic@ems.rs, ORCID [0009-0001-6477-4115](https://orcid.org/0009-0001-6477-4115)

Implementation and Benefits of Imbalance Netting and the Imbalance Netting Optimization Module in the Power System of Serbia

Abstract – This paper explores the implementation of the Imbalance Netting mechanism within the European power system, with a focus on its application in Serbia. The Imbalance Netting mechanism enables the reduction of opposing automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR) activation by optimizing requests among Transmission System Operators (TSOs). The paper presents the benefits of applying this process, including cost reduction, increased system efficiency, and improved regional cooperation. Specific simulation examples and benefits for Serbia are analyzed. The introduction of this mechanism not only enhances grid balancing but also contributes to reducing operational costs and improving the security of Serbia's power system in compliance with ENTSO-E regulations.

Index terms – Imbalance Netting, aFRR, optimization

Eksperimentalno istraživanje ekoloških pokazatelja i procesa sagorevanja dizel motora za slučaj primene biodizela i bioetanola

Željko Đurić¹, Vladimir Vukašinović², Dušan Gordić², Ivan Grujić², Nadica Stojanović²

¹ Faculty of Mechanical Engineering Banja Luka, V. Stepe Stepanovic 71, 78000 Banja Luka, BiH

² University of Kragujevac, Faculty of Engineering, Sestre Janjic 6, 34000, Kragujevac, Serbia

Rezime - Biogoriva imaju sve veći značaj, jer ne utiču na bilans ugljen-dioksida (CO₂). Biodizel i bioethanol se smatraju gorivima budućnosti zbog pozitivnih efekata njihove primene sa ekološkog aspekta. U radu su prikazani rezultati eksperimentalnih istraživanja ekoloških pokazatelja i procesa sagorevanja dizel motora za slučaj primene biodizela i bioetanola kao alternativnih goriva. Cilj istraživanja je poređenje koncentracija štetnih gasovitih produkata sagorevanja u emisiji izduvnih gasova dizel motora, za slučaj primene konvencionalnog dizel goriva, biodizela ili bioetanola. Za potrebe istraživanja korišćen je modifikovan eksperimentalni dizel motor, kako bi se u istom motoru mogli realizovati dizel i oto ciklus. Tokom sagorevanja dizel goriva ili biodizela motor radi po dizel ciklusu, a tokom sagorevanja bioetanola motor radi po oto ciklusu. U radu su prikazani rezultati za 75% i 100 % opterećenja. Na osnovu dobijenih rezultata može se zaključiti da se pun potencijal biodizela i bioetanola, u pogledu smanjenja štetne emisije gasovitih produkata sagorevanja, ne može iskoristiti ako se ova biogoriva koriste kao čista goriva, već ih je bolje koristiti kao aditive za konvencionalna goriva.

Ključne reči - biogoriva, biodizel, bioethanol, ekološke karakteristike, sagorevanje

I UVOD

Strateška tema auto i naftne industrije je stalno usklađivanje osobina vozila, motora i goriva. Nekoliko prioriteta u oblasti goriva se smatra posebno značajnim, a to je:

- poboljšanje kvaliteta svih konvencionalnih goriva,
- smanjenje potrošnje goriva kod oto i dizel motora,
- razvoj perspektivnih alternativnih goriva do nivoa da oni postanu zamena za konvencionalna goriva.

Da bi alternativno motorno gorivo bilo prihvaćeno kao komercijalno, neophodno je da zadovolji nekoliko osnovnih kriterijuma:

- da su poznate i procenjene rezerve izvora (sirovine) za dobijanje goriva zadovoljavajuće, te relativno lake i dostupne za eksploataciju,
- da je postupak prerade goriva relativno jednostavan i jeftin,
- da je gorivo pogodno za distribuciju, manipulaciju i da je postojano pri skladištenju,
- da ima mali negativan uticaj na životnu sredinu u toku proizvodnje i upotrebe na vozilu,

- da primena alternativnog goriva ne smanjuje pouzdanost pojedinih sistema i motora kao celine, niti da smanjuje radni vek motora,
- da je alternativno gorivo kompatibilno sa motornim uljem,
- da je cena goriva povoljna itd.

Kriterijum, koji se sve češće može naći među napred pobrojanim, je da alternativno gorivo potiče iz obnovljivog izvora.

Danas se uglavnom govori o dve grupe alternativnih goriva i to:

- alternativna goriva fosilnog porekla i
- alternativna goriva dobijena iz biomase (biogoriva).

Direktivom Evropskog parlamenta 2009/28/EZ, propisano je da je svaka država članica Evropske unije obavezna pobrinuti se za to da udeo energije iz obnovljivih izvora u svim vidovima transporta 2020. godine iznosi najmanje 10 % krajnje potrošnje energije u transportnom sektoru, [1]. Udeo energije iz obnovljivih izvora u transportnom sektoru u Evropskoj uniji iznosio je u 2022. godini 9,6 %, [2].

Za razliku od goriva fosilnog porekla (konvencionalnih i alternativnih), biogoriva se proizvode od postojećeg biološkog materijala i spadaju u obnovljive izvore energije. Biogoriva se danas smatraju perspektivnim alternativnim gorivima, i obično se namešavaju sa konvencionalnim gorivima i tako koriste za pogon motora SUS. Njihovom primenom postiže se manja zavisnost od sirove nafte i veća energetska sigurnost. U zavisnosti od načina primene, moguće je ostvariti i povoljnije ekološke pokazatelje u odnosu na slučaj kada se primenjuju čista konvencionalna goriva, pogotovo u pogledu koncentracije nekih od komponenti u sirovoj emisiji izduvnih gasova. Da bi se ostvarili postavljeni ekološki ciljevi u drumskom transportu u EU, računa se i na sintetička goriva dobijena iz obnovljivih izvora, [3].

Drugi mogući pravac, u pogledu alternative konvencionalnom pogonu, je elektrifikacija drumskog transporta i to u vidu primene hibridno-električnog i/ili električnog pogona, bilo u varijanti električnih vozila pogonjenih gorivim ćelijama ili vozila sa mrežnim punjenjem baterija. Pri tome, kada se govori o električnim vozilima sa mrežnim punjenjem baterija, uvek treba imati u vidu da se pun potencijal ovog pogona, sa ekološkog aspekta, može ostvariti samo ako se električna energija dobija iz obnovljivih izvora, [4].

II BIODIZEL I BIOETANOL KAO POGONSKA GORIVA

Emisija izduvnih gasova motornih vozila danas je veoma aktuelna problematika, koja značajno utiče na pravce daljeg

razvoja motora SUS i usavršavanja konvencionalnih motornih goriva i maziva. Mnogobrojnim studijama i izveštajima instituta i drugih organizacija, na evropskom i svjetskom nivou, potvrđen je negativan uticaj upotrebe goriva fosilnog porekla na životnu sredinu i zdravlje ljudi. S obzirom da su konvencionalna goriva za pogon motornih vozila ugljovodonična goriva, pri njihovom sagorevanju u realnim uslovima, pored ugljen-dioksida (CO_2) i vode (H_2O), nastaju i produkti nepotpunog sagorevanja, kao što su ugljen-monoksid (CO), nesagoreli ugljovodonici (HC), azotovi oksidi (NO_x), čestice, te razni policiklični aromatski ugljovodonici (engl. *polycyclic aromatic hydrocarbons* - PAH) i ostale isparljive organske komponente (engl. *volatile organic compound* - VOC).

Emisija CO_2 po jedinici hemijske energije za različita goriva ili izvore energije data je u tabeli 1.

Tabela 1. Emisija CO_2 po jedinici hemijske energije za različita goriva ili izvore energije, [5]

Vrsta goriva/Izvor energije	Količina CO_2 [$\text{g}_{\text{CO}_2}/\text{MJ}$]
Motorni benzin	93
Dizel gorivo	99
Prirodni gas	74
Tečni naftni gas	86
Etanol ¹	34-73
Biodizel	45-73
Vodonik ²	100-200
Električna energija ³	90-160
¹ zavisi od sirovine od koje potiče biomasa i primenjenog procesa proizvodnje	
² dobijen parnim reformingom prirodnog gasa (niže vrednosti) ili elektrolizom (više vrednosti)	
³ zavisi od načina dobijanja električne energije	

Biogoriva se dobijaju iz biomase. Poslednjih nekoliko godina govori se o dve generacije biogoriva i to [6,7]: tradicionalna biogoriva (biogoriva prve generacije) i nova generacija biogoriva.

Propisivanjem graničnih vrednosti za globalnu emisiju gasova sa efektom staklene bašte biogoriva imaju sve veći značaj, jer ne utiču na bilans CO_2 , pa se količine nastale njihovim sagorevanjem izuzimaju iz dogovorenih kvota.

Bioetanol i biodizel (esteri masnih kiselina) već imaju komercijalnu primenu. Koriste se u standardizovanim mešavinama sa konvencionalnim gorivima, a mogu se koristiti i kao čiste komponente. Proizvodne tehnologije za dobijanje biogoriva su razvijene, međutim, ograničenost sirovinskih resursa i visoka cena su faktori koji sprečavaju njihovu masovnu upotrebu.

II-1 Biodizel

Karakteristike biodizela, koji se kao motorno gorivo može koristiti u dizel motorima, precizno su definisane standardom EN14214. Ako proizvedeni biodizel ima karakteristike propisane standardom EN14214, onda je ono veoma blisko po osobinama dizel gorivu fosilnog porekla i predstavlja veoma kvalitetno gorivo za dizel motore. U svetu su aktuelna i istraživanja opravdanosti primene biodizela za proizvodnju vodonika koji bi

se koristio u gorivima ćelijama za pogon motornih vozila. Analiza efikasnosti transformacije energije biodizel-vodonik-električna energija-mehanička energija data je u [8], gde je urađena i procena troškova proizvodnje kWh električne energije iz biodizela i uporedna analiza sa vozilom koje je pogonjeno dizel motorom i elektromotorom napajanim iz baterija.

Iako je po svojim karakteristikama vrlo sličan dizel gorivu fosilnog porekla, biodizel ima sledeće specifičnosti [6]:

- biodizel je obnovljivo, neotrovno i biorazgradivo gorivo, koje ima skoro dvostruko veće vrednosti biorazgradivosti u vodi i zemlji u odnosu na dizel gorivo fosilnog porekla,
- biodizel ne sadrži sumpor ili se sumpor pojavljuje u zanemarljivo malim količinama (0-0,0024 ppm), a ni aromatske ugljovodonike, pa se oni ne pojavljuju u emisiji izduvnih gasova,
- u odnosu na dizel gorivo fosilnog porekla, pogotovo ona sa niskim sadržajem sumpora, biodizel ima dobra maziva svojstva,
- starenjem biodizela i njegovom oksidacijom može da nastane veliki broj kiselina i da poraste viskozitet, a mogu se formirati i aglomerati i sedimenti koji začepljuju filter, brizgaljke i druge elemente sistema za napajanje gorivom.
- higroskopian je, pa pri skladištenju biodizela treba preduzeti dodatne mere za zaštitu od vlage.

Biodizel se obično koristi u smeši sa konvencionalnim dizel gorivom. Ukoliko procentualni udeo biodizela u smeši iznosi do 7 % (v/v), to predstavlja aditiviranje dizel goriva.

Efekti primene biodizela u pogledu izduvne emisije motora zavise od više faktora i to: od sirovina iz kojih je dobijen biodizel, procentualnog učešća biodizela u smeši, konstrukcionih karakteristika motora i režima rada motora.

U [9] je ispitivan uticaj primene biodizela, dobijenog iz različitih sirovina, čistog i u smeši sa dizel gorivom, na proces sagorevanja, radne karakteristike i emisiju izduvnih gasova motora (četvorotaktni dizel motor sa vazдушnim hlađenjem i direktnim ubrizgavanjem goriva (DMB - LDA 450)). Za slučaj primene čistog biodizela, u odnosu na slučaj primene čistog dizel goriva, pri broju obrtaja 1600 o/min i opterećenja od 50%, 75% i 100% pokazalo se da je koncentracija NO_x veća, emisija čestica i CO manja, a emisija HC ima promenljiv karakter zavisno od vrste goriva/smeše i radnog režima i nema određen trend.

Karakteristike sagorevanja i ekološke karakteristike atmosferskog dizel motora sa direktnim ubrizgavanjem, pogonjenog različitim mešavinama biodizela i dizel goriva (B0, B30, B50, B80 i B100), ispitivane su u [10]. Sa aspekta koncentracije štetnih produkata sagorevanja ustanovljeno je da:

- koncentracija CO za slučaj primene čistog biodizela ili mešavina biodizela i dizel goriva, na malim i srednjim opterećenjima, veoma je bliska koncentraciji CO za slučaj primene čistog dizel goriva. Razlika u koncentraciji CO izražena je na visokim opterećenjima i veća je za čisto dizel gorivo,
- koncentracija HC nema određen trend promene sa povećanjem koncentracije biodizela u dizel gorivu, a apsolutne vrednosti koncentracije HC su male,
- koncentracija NO_x neznatno je veća za slučaj primene

biodizela ili mešavina u odnosu na slučaj primene čistog dizel goriva, ali maksimalna razlika nije veća od 100 ppm,

- koncentracija čestica je neznatno veća na malim i srednjim opterećenjima za slučaj primene biodizela ili mešavina nego za slučaj primene čistog dizel goriva, a značajno je manja na visokim opterećenjima.

U [11] je ispitivana specifična efektivna potrošnja goriva i emisija izduvnih gasova za slučaj primene mešavina biodizela dobijenog od lanenog ulja i dizel goriva u dizel motoru (B0, B20, B30, B40 i B100). Koncentracija CO i HC je povoljnija za slučaj primene svake od mešavina nego za slučaj primene čistog dizel goriva. Koncentracija NO_x je približno ista, ali je ipak malo povoljnija za slučaj primene mešavina biodizela i dizel goriva nego za slučaj primene čistog dizel goriva. Koncentracija čestica je takođe povoljnija za slučaj primene mešavina nego za slučaj primene čistog dizel goriva. Istraživanja koja su rađena na dvotaktnom broskom motoru, za slučaj primene konvencionalnog dizel goriva i mešavina konvencionalnog dizel goriva i biodizela (B7, B20 i B25), pokazala su da se primenom mešavine postiže manja emisija CO, CO₂, NO_x i sumpordioksida (SO₂) u odnosu na slučaj kada se koristi konvencionalno dizel gorivo, [12]. U [13] su istraživani efikasnost i ekološke karakteristike jednocilindričnog, vazduhom hlađenog dizel motora za slučaj primene konvencionalnog dizel goriva, mešavina konvencionalnog dizel goriva i biodizela (B80 i B60) i mešavina konvencionalnog dizel goriva i ulja jatrophe (J10). Ustanovljeno je da se sa povećanjem količine biodizela u mešavini sa konvencionalnim dizel gorivom smanjuje koncentracija CO i HC, dok se koncentracija NO_x povećava. Primenom mešavina J10 postiže se manja koncentracija CO, HC, NO_x i čestica u odnosu na slučaj kada se primenjuje dizel gorivo, a razlika u koncentracijama se povećava sa povećanjem pritiska ubrizgavanja J10.

II-2 Bioetanol

Etanol (etil alkohol) je alkohol koji je moguće dobiti iz petrohemijskih sirovina (hemijskom sintezom) i iz biomase (fermentacijom). Etanol dobijen iz biomase spada u tečna biogoriva i poznat je pod nazivom bioetanol. Evropski komitet za standardizaciju normom EN 15376 propisuje karakteristike etanola kao motornog goriva.

Alkoholna goriva se smatraju perspektivnom delimičnom zamenom za konvencionalna motorna goriva, pogotovo za motorni benzin i to iz sledećih razloga [14]:

- imaju relativno dobru toplotnu moć i brzinu sagorevanja,
- imaju dobru otpornost prema detonantnom sagorevanju,
- pogodna su za distribuciju i manipulaciju,
- lako obrazuju smešu sa vazduhom,
- moguć rad sa siromašnijom smešom, što uz potpunije sagorevanje daje ekološki povoljniju emisiju izduvnih gasova i dobar stepen korisnosti energetske transformacije.

Etanol se može namešavati sa konvencionalnim gorivima u odgovarajućem procentu ili koristiti kao čisti etanol. Po svojim karakteristikama etanol je pogodniji za namešavanje sa bezolovnim motornim benzinom nego sa dizel gorivom. U mešavinama s benzinom upotrebljava se bezvodni etanol

minimalne čistoće od 99,5% do 99,8 %.

Primenom bioetanol u mešavini sa motornim benzinom može se postići povoljnija emisija izduvnih gasova, pre svega zbog potpunijeg sagorevanja prouzrokovanog sadržajem kiseonika u gorivu, [15].

Što se tiče primene bioetanol u dizel motorima, čist bioetanol, zbog niskog cetanskog broja, ne primenjuje se u konvencionalnim dizel motorima. Zbog toga, ako se bioetanol koristi u dizel motorima, koristi se u vidu mešavina dizel goriva i bioetanol. Dodavanjem bioetanol dizel gorivu dobija se mešavina koja u odnosu na primenjeno dizel gorivo ima, [15]:

- manji cetanski broj,
- manju toplotnu moć,
- manje aromatskih ugljovodonika,
- manju kinematsku viskoznost,
- izmenjenu karakteristiku destilacije.

Primenom bioetanol u mešavini sa dizel gorivom može se postići povoljnija emisija izduvnih gasova dizel motora, što se i pokazalo u [16], za dva različita koncepta mešanja bioetanol i dizel goriva. U nekim slučajevima izduvna emisija će biti slična ili čak nepovoljnija [17], što opet zavisi od koncentracije bioetanol u dizel gorivu, konstrukcionih karakteristika motora, režima rada motora itd. U [17] su ispitivani efikasnost i ekološke karakteristike dizel motora sa različitim mešavinama bioetanol i dizel goriva (E0, E10, E20, E30, E40), za različite stepene sabijanja ($\epsilon=17,5$; $\epsilon=18,5$ i $\epsilon=19,5$).

U [18] je ustanovljeno da se dodavanjem etanol dizel gorivu postiže manja koncentracija čestica, bez značajnije promene koncentracije NO_x, u odnosu na slučaj kada se primenjuje čisto dizel gorivo. Takođe se navodi da sa povećanjem koncentracije etanol u dizel gorivu, nastaje nepotpunije sagorevanje i povećava se koncentracija CO i HC, u odnosu na slučaj kada se primenjuje čisto dizel gorivo.

U više izvora se navodi da koncentracija etanol u smeši sa dizel gorivom ne bi trebalo da bude veća od 20%, kako bi se postigle maksimalne performanse motora, a da se pri tome postigne povoljnija emisija izduvnih gasova u odnosu na slučaj kada se primenjuje čisto dizel gorivo, [19,20].

III EKSPERIMENTALNA INSTALACIJA

Za potrebe ovog rada, ispitivanje ekoloških pokazatelja i procesa sagorevanja rađeno je na jednocilindričnom eksperimentalnom multiprocesnom motoru LDA450, čije su karakteristike date u tabeli 2. Na slici 1. prikazan je uređaj za ispitivanje izduvne emisije AVL DiCom 4000 kojim je merena koncentracija štetnih gasovitih produkata sagorevanja.

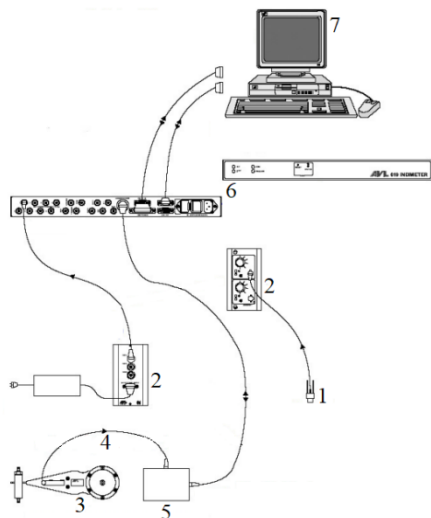
Tabela 2. Karakteristike eksperimentalnog multiprocesnog motora LDA450

Tip	Dizel motor
Prečnik klipa/hod klipa	85/80 mm
Dužina klipnjače	145 mm
Stepen komresije	12,5:1
Maksimalni broj obrtaja	3000 o/min
Maksimalna snaga	10.4 kW



Slika 1. Uređaj za merenje emisije AVL DiCom 4000

Za indiciranje pritiska u cilindru korišćen je merni lanac prikazan na slici 2. Merni lanac se sastoji od analognog i digitalnog dela. Analogni deo sadrži piezoelektrični davač pritiska i pojačavač za kondicioniranje signala. Digitalni deo se sastoji od optičkog markera ugla kolenastog vratila i položaja SMT, optičkog prenosnika kao i multiplikatora signala.



1 - davač pritiska AVL QC32D, 2 - pojačavač signala KISTLER 5007, 3 - marker ugla, 4 - optički prenosnik, 5 - multiplikator signala AVL 365CC, 6 - sistem za akviziciju AVL Indimeter 619, 7 - računar sa softverom za akviziciju

Slika 2. Merni lanac za merenje pritiska u cilindru

IV EKSPERIMENTALNO ISTRAŽIVANJE

Koncepcijske razlike između konvencionalnog oto i dizel motora uslovljene su osobinama korišćenih goriva. Jedan od mogućih pravaca usavršavanja motora SUS, u pogledu povećanja efikasnosti režima rada sa niskim stepenom iskorišćenja i smanjenja koncentracije toksičnih komponenti u sirovoj emisiji, je kombinovanje oto i dizel radnih procesa. Dizel motori imaju prednosti u pogledu:

- termodinamičkog stepena iskorišćenja (viši stepen kompresije i povoljniji sastav radne materije (viši eksponents politrope)),
- gubitaka na izmenu radne materije (pumpni gubici),
- gubitaka zbog nepotpunog sagorevanja,
- gubitaka usled disocijacije produkata sagorevanja.

Prednosti oto motora su:

- manji mehanički gubici,
- manji gubici usled konačne brzine sagorevanja,
- optimalan položaj težišta sagorevanja.

Dizel motori, na niskim i srednjim opterećenjima, imaju ekonomičniji rad od oto motora i nisku emisiju CO, HC i čestica. Ekonomičnost oto motora raste na višim i visokim opterećenjima, emisija čestica je zanemariva, a sastav sirove gasne izduvne emisije je pogodan za primenu katalitičkih tehnologija.

Kada se sagledaju prednosti realizovanja oto i dizel radnog ciklusa u motoru SUS i područja rada pri kojima prednosti jednog i drugog radnog ciklusa dolaze do izražaja, zanimljivo bi bilo sagledati mogućnosti realizovanja oba ciklusa u jednom motoru, multiprocesnom motoru.

Kod multiprocesnog motora, u istom cilindru, u zavisnosti od primenjenog goriva, mogu se realizovati oto ili dizel ciklus. Oto ili dizel ciklus mogu biti realizovani sa konvencionalnim gorivima ili nekim od alternativnih goriva. Alternativna goriva u multiprocesnom motoru mogu biti primenjena samostalno ili u mešavini sa konvencionalnim gorivima.

Rad dizel motora sa gorivima čija je cetanska vrednost veća od 52 moguć je i pri niskim stepenima sabijanja ($\epsilon = 12,1$), [21]. Poznato je da sa smanjenjem stepena sabijanja opada termodinamički stepen iskorišćenja motora, ali opada i sadržaj čestica u emisiji izduvnih gasova.

Istraživanjima u [22] i [23] ustanovljeno je da je za alkohole (metanol i etanol) optimalan stepen sabijanja $\epsilon = (12-13)$.

Ograničavajući faktor za primenu bioetanola u dizel motoru je visoka temperatura samopaljenja, odnosno niska cetanska vrednost goriva. Najmanju zahtevanu temperaturu samoupaljenja ima dizel gorivo, zatim alkoholi, benzin, metan..., [24]. Da bi bilo moguće u istom motoru koristiti dizel gorivo i bioetanol, na osnovnoj varijanti motora bilo je neophodno:

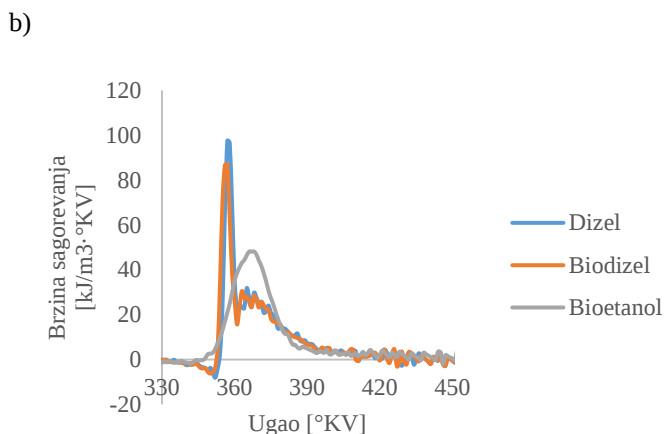
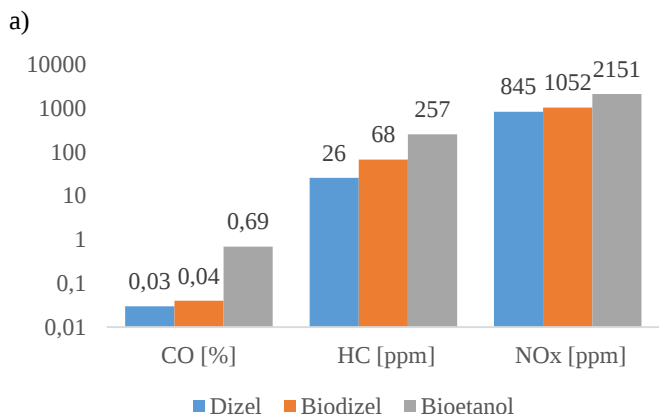
- ugraditi dodatni sistem za napajanje motora,
- ugraditi sistem za palenje smješe, te
- modifikovati prostor za sagorevanje, kako bi se korigovao (smanjio) stepen sabijanja na $\epsilon = 12,5$.

Dakle, cilj istraživanja je da se ustanovi da li multiprocesni motor ima potencijal u pogledu smanjenja koncentracije štetnih gasovitih produkata sagorevanja u sirovoj emisiji izduvnih gasova, ako bi se kao pogonska goriva koristili čist biodizel ili bioetanol. Osim toga, predmet istraživanja je i proces sagorevanja, odnosno diferencijalni zakon sagorevanja i njegov uticaj na produkciju nekih od štetnih gasovitih komponenti u sirovoj emisiji izduvnih gasova. Dobijeni rezultati su poređeni sa rezultatima dobijenim za slučaj primene čistog dizel goriva fosilnog porekla. Koncentracija čestica u emisiji izduvnih gasova nije bila predmet ovog istraživanja.

V REZULTATI ISTRAŽIVANJA I DISKUSIJA

Koncentracija štetnih produkata sagorevanja u emisiji izduvnih gasova motora usko je povezana sa parametrima procesa sagorevanja. Na slikama od 3 do 8 dati su rezultati eksperimentalnog istraživanja tj. prikaz koncentracije štetnih gasovitih produkata sagorevanja motora i diferencijalnog zakona sagorevanja. Diferencijalni zakon sagorevanja predstavljen je promenom brzine sagorevanja u funkciji položaja kolena kolenastog vratila (ugla kolenastog vratila). Rezultati, prikazani na slikama od 3 do 8, su dobijeni prema standardizovanom testu ispitivanja poznatom kao evropski stacionarni ciklus (engl. European Stationary Cycle - ESC), koji se primenjuje za ispitivanje dizel motora. Prikazani su rezultati za 75% i 100% opterećenja motora, koji odgovaraju efektivnom radu od $w_e = 0,42 \text{ kJ/dm}^3$ i $w_e = 0,56 \text{ kJ/dm}^3$ respektivno.

U cilju prikazivanja svih štetnih gasovitih komponenti procesa sagorevanja na jednom dijagramu, a uzimajući u obzir velike razlike u brojnim vrednostima između pojedinih komponenti, korišćena je logaritamska skala, a brojne vrednosti za svaku komponentu date su na samom dijagramu.

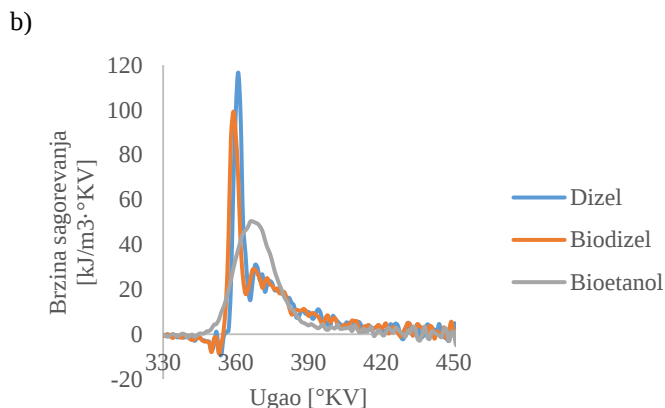
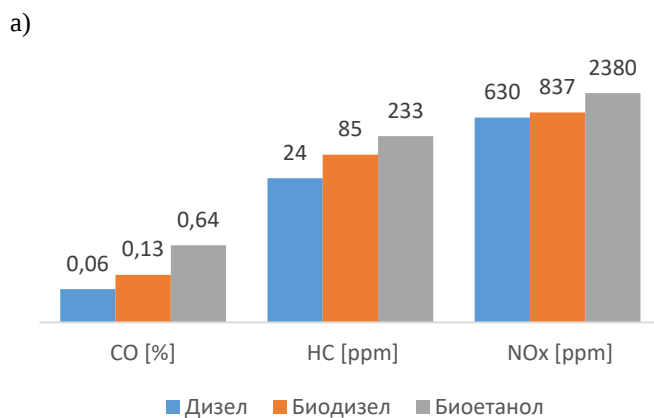


$n = 1960 \text{ o/min}$ - broj obrtaja motora
 $w_e = 0,42 \text{ kJ/dm}^3$ - jedinični efektivni rad (opterećenje motora 75%)
 $\lambda_D = 2,355$ - koeficijent količine vazduha za dizel gorivo
 $\lambda_{BD} = 2,091$ - koeficijent količine vazduha za biodizel
 $\lambda_{BE} = 0,889$ - koeficijent količine vazduha za bioetanol

Slika 3. (a) Štetni gasoviti produkti sagorevanja i (b) brzina sagorevanja za režim rada motora 1960 o/min i opterećenje 75%

Može se primetiti da je emisija štetnih gasovitih produkata sagorevanja (CO, HC, NO_x) najmanja za slučaj primene konvencionalnog dizel goriva, zatim za primenu biodizela i najveća za slučaj primene bioetanola. Analizirajući diferencijalni zakon sagorevanja, rezultati su krajnje logični, odnosno može se primetiti da je sagorevanje najintenzivnije za slučaj primene konvencionalnog dizel goriva. Intenzivno sagorevanje, ujedno znači i potpunije sagorevanje, što se ogleda u manjoj koncentraciji CO i HC.

Veća koncentracija NO_x povezana je sa višom temperaturom u cilindru u toku procesa sagorevanja, koja je posebno izražena za primene bioetanola zbog neophodnosti obogaćenja smeše za uspešan rad motora, a što se ocenjuje na osnovu koeficijenta količine vazduha λ , koji je za slučaj primene bioetanola uvek manji od 1, što je karakteristično za bogatu smešu motora.

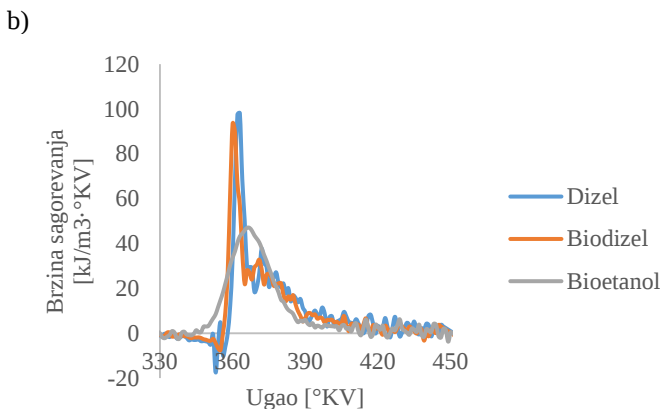
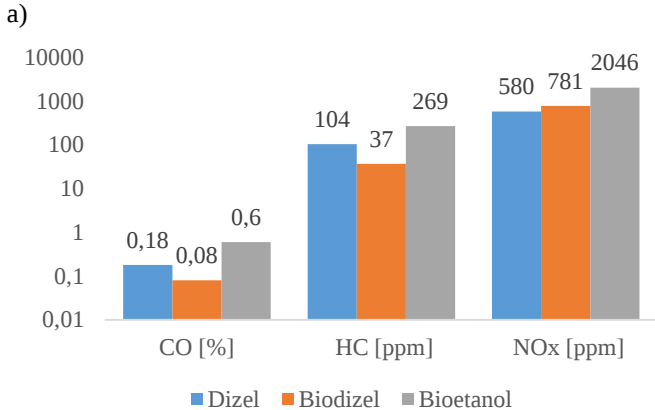


$n = 2320 \text{ o/min}$ - broj obrtaja motora
 $w_e = 0,42 \text{ kJ/dm}^3$ - jedinični efektivni rad (opterećenje motora 75%)
 $\lambda_D = 2,054$ - koeficijent količine vazduha za dizel gorivo
 $\lambda_{BD} = 1,860$ - koeficijent količine vazduha za biodizel
 $\lambda_{BE} = 0,910$ - koeficijent količine vazduha za bioetanol

Slika 4. (a) Štetni gasoviti produkti sagorevanja i (b) brzina sagorevanja za režim rada motora 2320 o/min i opterećenje 75%

Sličan trend rezultata dobijen je i za 75% opterećenja za srednji broj obrtaja, slika 4. Treba napomenuti da bogata smeša, pored povećanja koncentracije NO_x, utiče i na povećanje koncentracije produkata nepotpunog sagorevanja, CO i HC, usled nedovoljne

količine vazduha za potpuno sagorevanje. Veća koncentracija NO_x kod primene biodizela, vezuje se za količinu kiseonika koja se nalazi u gorivu, koja učestvuje u formiranju NO_x . Nešto drugačiji rezultati dobijaju se za slučaj maksimalnog broja obrtaja motora. Tačnije, za slučaj najvećeg broja obrtaja motora, dolazi do smanjenja koncentracije produkata nepotpunog sagorevanja, CO i HC, i to za slučaj primene biodizela, prikazano slikom 5.



$n = 2670$ o/min - broj obrtaja motora
 $w_e = 0,42$ kJ/dm³ - jedinični efektivni rad (opterećenje motora 75%)
 $\lambda_D = 1,909$ - koeficijent količine vazduha za dizel gorivo
 $\lambda_{BD} = 1,821$ - koeficijent količine vazduha za biodizel
 $\lambda_{BE} = 0,909$ - koeficijent količine vazduha za bioetanol

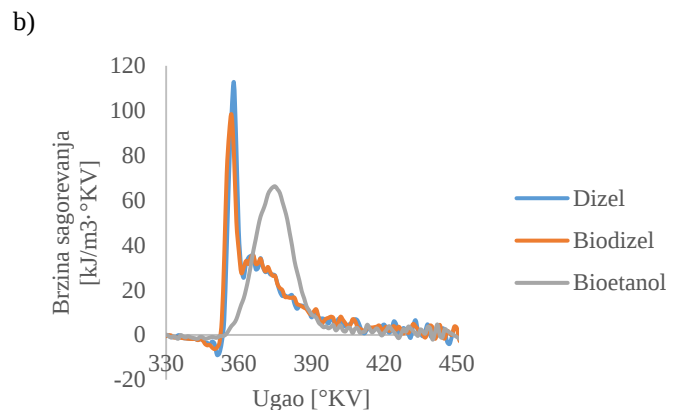
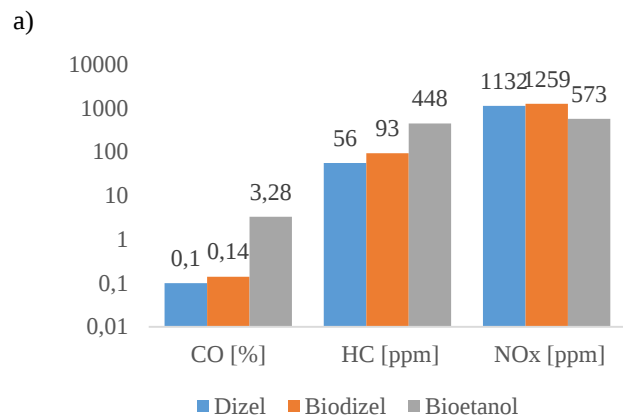
Slika 5. (a) Štetni gasoviti produkti sagorevanja i (b) brzina sagorevanja za režim rada motora 2670 o/min i opterećenje 75%

Razlog smanjenja koncentracije produkata nepotpunog sagorevanja, za slučaj primene biodizela je veoma jednostavan. Povećanje broja obrtaja motora uzrokuje intenziviranje turbulencija sveže smeše u cilindru motora, tokom takta sabijanja. Intenziviranje turbulencija, u cilindru motora, za sobom povlači bolje mešanje goriva i vazduha, kao i pobuđivanje procesa sagorevanja. Samim tim dolazi do potpunijeg sagorevanja, što kao pozitivnu posledicu ima smanjenje koncentracije CO i HC.

Nažalost, ovaj ambijent ne doprinosi smanjenju koncentracije NO_x , u odnosu na slučaj kada se primenjuje konvencionalno dizel gorivo. Razlog tome je što intenzivnije sagorevanje ujedno znači i veće temperature tokom procesa sagorevanja, koje sa većom koncentracijom kiseonika u samom gorivu pogoduju

nastanku NO_x .

Gotovo isti trend koncentracije štetnih gasovitih produkata sagorevanja kao i diferencijalni zakon sagorevanja, zabeležen je i za slučaj opterećenja od 100%, koji je dat slikama od 6 do 8.



$n = 1960$ o/min - broj obrtaja motora
 $w_e = 0,56$ kJ/dm³ - jedinični efektivni rad (opterećenje motora 100%)
 $\lambda_D = 1,797$ - koeficijent količine vazduha za dizel gorivo
 $\lambda_{BD} = 1,580$ - koeficijent količine vazduha za biodizel
 $\lambda_{BE} = 0,836$ - koeficijent količine vazduha za bioetanol

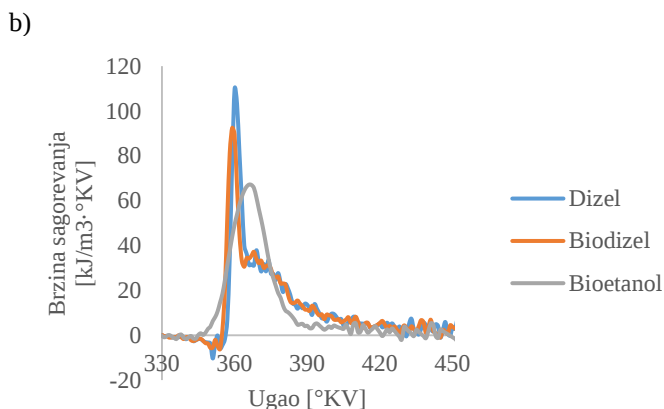
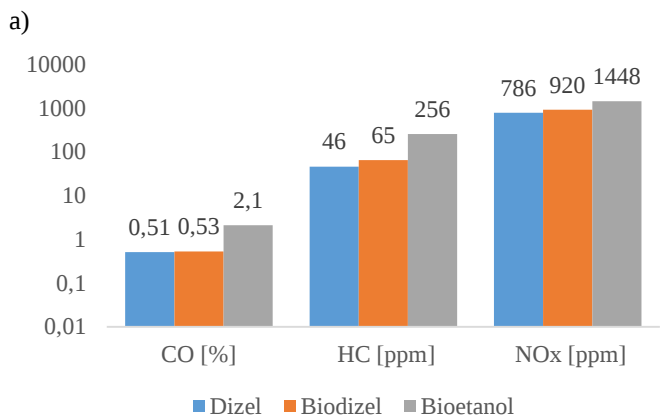
Slika 6. (a) Štetni gasoviti produkti sagorevanja i (b) brzina sagorevanja za režim rada motora 1960 o/min i opterećenje 100%

Naravno, sastav izduvne emisije ne može biti baš u potpunosti isti, iz razloga što radni ciklus motora predstavlja veoma složen fizičko-hemijski proces, čije odvijanje zavisi od mnogo parametara, kao što su:

- koeficijent količine vazduha,
- opterećenje motora,
- karakteristike goriva,
- broj obrtaja motora, itd.

Kao što se može videti, i za slučaj većeg opterećenja, biodizel i bioetanol daju lošije ekološke pokazatelje, u pogledu štetnih gasovitih produkata sagorevanja, u odnosu na konvencionalno dizel gorivo. Burnije sagorevanje, za slučaj konvencionalnog dizel goriva dovelo je do manje koncentracije produkata nepotpunog sagorevanja, CO i HC. Veća koncentracija kiseonika u biodizelu, doprinela je većoj koncentraciji NO_x u odnosu na slučaj primene konvencionalnog dizel goriva.

Interesantna promena je smanjenje koncentracije NO_x , za slučaj primene bioetanola. Ova promena je takođe logična, uzimajući u obzir vrednost koeficijenta količine vazduha. Naime, bogata smeša ubrzava sagorevanje, što za sobom povlači veće temperature i formiranje veće količine NO_x . Međutim, ova tvrdnja je tačna do određenih granica obogaćenja smeše i takođe zavisi i o drugih uslova rada motora. Preveliko obogaćenje smeše dovodi do usporavanja procesa sagorevanja, te time i do smanjenja temperatura, pa samim tim i do smanjenja koncentracije NO_x . Isto tako, obogaćenje smeše doprinosi povećanju koncentracije HC, koji se mogu poistovetiti sa čistim gorivom koje nije sagorelo, a što je za ovaj slučaj i izuzetno izraženo, slika 6.



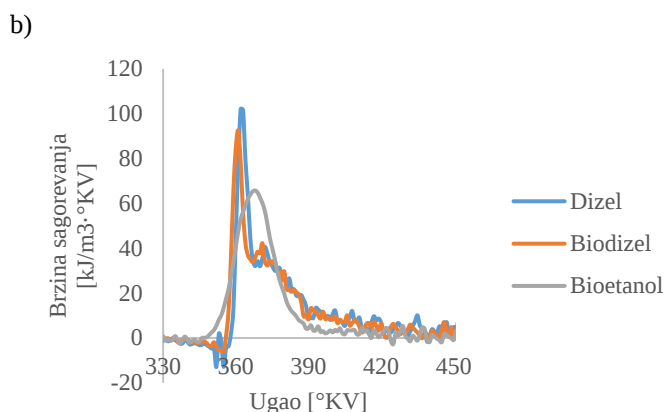
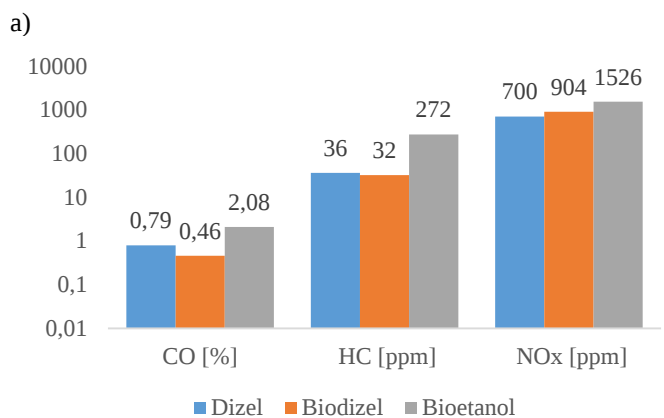
$n = 2320$ o/min - broj obrtaja motora
 $w_e = 0,56 \text{ kJ/dm}^3$ - jedinični efektivni rad (opterećenje motora 100%)
 $\lambda_D = 1,424$ - koeficijent količine vazduha za dizel gorivo
 $\lambda_{BD} = 1,332$ - koeficijent količine vazduha za biodizel
 $\lambda_{BE} = 0,861$ - koeficijent količine vazduha za bioetanol

Slika 7. (a) Štetni gasoviti produkti sagorevanja i (b) brzina sagorevanja za režim rada motora 2320 o/min i opterećenje 100%

Već nešto siromašnija smeša, rezultati sa slike 7, doprinosi smanjenju HC a povećanju NO_x , za slučaj primene bioetanola. Pored siromašnije smeše, značajnu ulogu igra i veći broj obrtaja motora, koji doprinosi povećanju turbulencija tokom takta sabijanja, što kasnije povećava intenzitet sagorevanja i obezbeđuje potpunije sagorevanje, a time i veće temperature, što se manifestuju na izduvnu emisiju motora.

Kao i za slučaj opterećenja od 75% i u slučaju opterećenja od

100%, uočava se da najveći broj obrtaja daje i najmanju količinu CO i HC, za slučaj biodizela, poredeći sa režimima sa nižim brojevima obrtaja, slika 8. Ovo dokazuje tvrdnju o intenziviranju procesa sagorevanja i njegov doprinos smanjenju gasovitih produkata nepotpunog sagorevanja.



$n = 2670$ o/min - broj obrtaja motora
 $w_e = 0,56 \text{ kJ/dm}^3$ - jedinični efektivni rad (opterećenje motora 100%)
 $\lambda_D = 1,345$ - koeficijent količine vazduha za dizel gorivo
 $\lambda_{BD} = 1,299$ - koeficijent količine vazduha za biodizel
 $\lambda_{BE} = 0,916$ - koeficijent količine vazduha za bioetanol

Slika 8. (a) Štetni gasoviti produkti sagorevanja i (b) brzina sagorevanja za režim rada motora 2670 o/min i opterećenje 100%

Rezultati dobijeni u radu pokazuju da je sa ekološkog aspekta, koji je u direktnoj vezi sa procesom sagorevanja, bolje primenjivati konvencionalno dizel gorivo. Međutim, treba uzeti u obzir da su eksperimentalna istraživanja izvršena za apsolutno čista goriva a ne mešavine. Biogoriva, kao što su biodizel gorivo i bioetanol, ipak imaju drugačije motorske karakteristike, poput upaljivosti, isparljivosti i sl., u odnosu na konvencionalno dizel gorivo. Ovo su osnovni razlozi zašto je ipak mnogo bolja varijanta koristiti ova goriva kao aditive, odnosno da se jedan deo dizel goriva zameni, i da se napravi mešavina konvencionalnog dizel goriva sa biogorivima. Na ovaj način se može iskoristiti pogodnost primene biogoriva, a to su smanjenje potrošnje fosilnog goriva a samim tim i ušteda energenata kao i smanjenje emisije štetnih gasova. Na ovaj način može se obezbediti stabilan i ekološki prihvatljiv rad motora u čitavoj radnoj oblasti. Po preporukama proizvođača iz automobilske

industrije, procenat biogoriva u konvencionalnom dizel gorivu, ne bi trebalo da prelazi 20%.

VIII ZAKLJUČAK

Veliki nedostatak konvencionalnih goriva, koja se koriste za pogon motornih vozila, predstavlja ekološko opterećenje okoline. Jedno od mogućih rešenja za prevazilaženje ovog nedostatka je primena alternativnih goriva, među kojima su, sa ekološkog aspekta, posebno zanimljiva biogoriva. Posebno perspektivnim biogorivima smatraju se biodizel i bioetanol, a efekti njihove primene u pogledu štetnih produkata sagorevanja zavise od sirovina iz kojih se proizvode, načina proizvodnje, ali i načina njihove primene. Istraživanja su pokazala da pozitivni efekti primene ovih biogoriva, u pogledu koncentracije štetnih gasovitih produkata sagorevanja u sirovoj emisiji izduvnih gasova, mogu izostati ukoliko se biodizel a pogotovo bioetanol primenjuju kao čista goriva u motorima koji nisu namenski projektovani za njihovu primenu. U tom slučaju bolje je koristiti mešavine biogoriva i konvencionalnog goriva nego čisto alternativno gorivo. Za slučaj multiprocesnog motora, koji je ispitivan pri opterećenju od 75% i 100%, pokazalo se da je povoljnije koristiti konvencionalno dizel gorivo nego bioetanol, po sve tri štetne gasovite komponente, osim pri režimu $n=1960$ o/min i opterećenju 100%, kada se primenom konvencionalnog dizel goriva dobija nepovoljnija (veća) koncentracija NO_x nego u slučaju primene bioetanola. Ako se u multiprocesnom motoru primenjuje biodizel, na niskim i srednjim brojevima obrtaja, na oba opterećenja motora, dobija se nepovoljnija emisija po sve tri štetne gasovite komponente (CO , HC , NO_x), nego u slučaju primene konvencionalnog dizel goriva. Na oba opterećenja motora (75% i 100%) i visokim brojevima obrtaja (2670 o/min) CO i HC imaju manju koncentraciju u odnosu na slučaj kada se primenjuje konvencionalno dizel gorivo. Dakle, pokazalo se da se pun potencijal biodizela i bioetanola, u pogledu smanjenja štetne emisije gasovitih produkata sagorevanja, ne može iskoristiti ako se ova biogoriva koriste kao čista goriva, već ih je bolje koristiti kao aditive za konvencionalna goriva. Što se tiče brzine sagorevanja, koja je usko povezana i sa emisijom izduvnih gasova, najveća brzina se ostvaruje pri sagorevanju konvencionalnog dizel goriva, zatim biodizela pa bioetanola, što je povezano sa karakteristikama svakog od goriva ali i sa primenjenim radnim ciklusom.

LITERATURA

- [1] Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council, 23 April 2009, on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC, Official Journal of the European Union, L 140/16, 2009. <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2009/28/oj/eng> [pristupljeno 12.11.2024]
- [2] Share of renewables in transport increased slightly in 2022, <https://ec.europa.eu/eurostat/en/web/products-eurostat-news/w/DDN-20240205-1> [pristupljeno 12.11.2024]
- [3] Putz, R. European policy on future road mobility - technology neutrality right of way or headed in the wrong direction?, *Mobility & Vehicle Mechanics*, Vol 48, No. 2, pp 1-18, 2022. <https://doi.org/10.24874/mvm.2022.48.02.01>
- [4] Fominykh, S., Stanar, D. Unravelling the Serbian Energy Transition Puzzle: Driving an Electric Vehicle Result in Higher CO_2 Emissions than Driving a Traditional Internal Combustion Engine Counterparty, *Energija, ekonomija ekologija*, Vol. 26, No. 1, pp 22-27, 2024. <https://doi.org/10.46793/EEE24-1.22F>

- [5] Heywood, B.J. *Internal combustion engine fundamentals 2E*, McGraw-Hill Education, 2018.
- [6] Petković, S. *Biodizel - uticaj na mazivo i pogonske karakteristike motora*, Akademija nauka i umjetnosti Republike Srpske. Banja Luka, 2014.
- [7] Đurišić-Mladenović, N., Predojević, Z., Škrbić, B. Konvencionalna i napredna tečna biogoriva, *Hemijska industrija - Časopis Saveza hemijskih inženjera Srbije*, Vol. 70, No. 3, pp 225-241, 2016. <http://doi.org/10.2298/HEMIND150311029D>
- [8] Batić, I., Đurišić, Ž., Babić, M. Techno-economic Analysis of Hydrogen Production from Biodiesel and Its Use for Electricity Production in Fuel Cells for Electric Vehicles, *Energija, ekonomija ekologija*, Vol. 23, No. 1, pp 1-6, 2021. <https://doi.org/10.46793/EEE21-1.01B>
- [9] Knežević, D. *Istraživanje procesa sagorevanja i izduvne emisije dizel motora pri pogonu biogorivima*. Doktorska disertacija, Univerzitet u Beogradu, Mašinski fakultet, Beograd, 2014.
- [10] Qi, D.H., Chen, H., Geng, L.M., Bian, Y.ZH. Experimental studies on the combustion characteristics and performance of a direct injection engine fueled with biodiesel/diesel blends, *Energy Conversion and Management*, Vol. 51, No. 12, pp 2985-2992, 2010. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2010.06.042>
- [11] Asokan, M.A., Prabu, S.S., Prathiba, S., Akhil, V.S., Abishai, D.L., Surejla, M.E. Emission and performance behaviour of flax seed oil biodiesel/diesel blends in DI diesel engine, *Materials Today: Proceedings*, Vol. 46, No. 17, pp. 8148-8152, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2021.03.108>
- [12] Kovač, D., Cvrk, S., Nedeljkov, Đ. Analysis of the Impact of Different Fuel Types on Fuel Consumption and Exhaust Emissions of a Two-Stroke Marine Diesel Engine, *Energija, ekonomija ekologija*, Vol. 26, No. 2, pp 55-60, 2024. <https://doi.org/10.46793/EEE24-2.55C>
- [13] Shenir, R., Balaji, G. Utilisation of alternate fuels in diesel and crdi engine for eliminating vehicular emissions, *Mobility and Vehicle Mechanics*, Vol. 49, No. 1, pp. 9-24, 2023. <https://doi.org/10.24874/mvm.2023.49.01.02>
- [14] Tomić, M., Petrović, S. *Motorni sa unutrašnjim sagorevanjem*, Univerzitet u Beogradu, Mašinski fakultet, Beograd, 2004.
- [15] Nestorović, D., Radovanović, M., Petrović, S., Tomić, M., Očić, O., Veinović, S., Pešić, R., Šiler Marinković, S., Mojović, Lj., Pejin D. *Alternativna goriva za pogon motora SUS u 21 veku*, Mašinski fakultet Univerziteta, Beograd, 2006.
- [16] Florian, M., Michael, G. A detailed comparison of ethanol-diesel direct fuel blending to conventional ethanol-diesel dual-fuel combustion, *Automotive and Engine Technology*, Vol. 10, No. 1, 2024. <https://doi.org/10.1007/s41104-024-00147-1>
- [17] Gnanamoorthy, V., Devaradjane, G. Effect of compression ratio on the performance, combustion and emission of DI diesel engine fueled with ethanol e Diesel blend, *Elsevier, Journal of the Energy Institute*, Vol. 88, No. 1, pp 19-26, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.joei.2014.06.001>
- [18] Han, J., Somers, L.M.T., Cranknell, R., Joedicke, A., Wardle, R., Mohan, V.R.R. Experimental investigation of ethanol/diesel dual-fuel combustion in a heavy-duty diesel engine, *Fuel*, Vol. 275, 117867, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117867>
- [19] Imran, A., Varman, M., Masjuki, H.H., Kalam, M.A. Review on alcohol fumigation on diesel engine: A viable alternative dual fuel technology for satisfactory engine performance and reduction of environment concerning emission, *Renew Sustain Energy Reviews*, Vol. 26, pp 739-751, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.05.070>
- [20] Hebbar, G.S., Bhat, A.K. Control of NO_x from a DI diesel engine with hot EGR and ethanol fumigation: An experimental investigation, *International Journal of Automotive Technology*, Vol 14, pp 333-341, 2013. <http://doi.org/10.1007/s12239-013-0037-8>
- [21] Milojević, S., Pešić, R., Davinić, A., Pavlovic, R. Influence of the compression ratio on combustion and emissions parameters of the diesel engine, in *Proc. International Congress Motor Vehicles & Motors 2006*, Kragujevac 4-6. October 2006.
- [22] Pešić, R., Veinović, S., Radonjić, D., Davinić, A., Tešić, A., Radošević, Z. Methanol as a fuel for variable compression ratio engine, in *Proc. IX international scientific meeting*, Mašinski fakultet, Kragujevac, 2-4 October, 1996.
- [23] Davinić, A. *Identifikacija karakteristika multiprocesnog rada klipnog motora SUS*, Fakultet inženjerskih nauka Univerziteta u Kragujevcu, Kragujevac, 2012.

[24] Milojević, S. *Istraživanje uticaja stepena kompresije na radni proces dizel motora*, Mašinski fakultet Univerziteta u Kragujevcu, Kragujevac, 2005.

AUTORI

Željko Đurić - viši asistent, Mašinski fakultet, Univerzitet u Banjoj Luci, zeljko.djuric@mf.unibl.org, ORCID [0009-0001-8573-6038](https://orcid.org/0009-0001-8573-6038)

Vladimir Vukašinović - vanredni profesor, Fakultet inženjerskih nauka

Univerziteta u Kragujevcu, vladimir.vukasinovic@kg.ac.rs, ORCID [0000-0001-6489-2632](https://orcid.org/0000-0001-6489-2632), autor za korespondenciju

Dušan Gordić - profesor, Fakultet inženjerskih nauka Univerziteta u Kragujevcu,, gordic@kg.ac.rs, ORCID [0000-0002-1058-5810](https://orcid.org/0000-0002-1058-5810)

Ivan Grujić - docent, Fakultet inženjerskih nauka Univerziteta u Kragujevcu,, ivan.grujic@kg.ac.rs, ORCID [0000-0003-0572-1205](https://orcid.org/0000-0003-0572-1205)

Nadica Stojanović - docent, Fakultet inženjerskih nauka Univerziteta u Kragujevcu, nadica.stojanovic@kg.ac.rs, ORCID [0000-0002-4199-0587](https://orcid.org/0000-0002-4199-0587)

Experimental Research of Environmental Indicators and Combustion Processes of Diesel Engines for the Case of Application of Biodiesel and Bioethanol

Abstract – Biofuels are of increasing importance, because they do not affect the carbon dioxide (CO₂) balance. Biodiesel and bioethanol are considered fuels of the future, because of their positive influence in terms of the environment. The paper presents the results of experimental research on environmental indicators and the combustion processes in a diesel engine when using biodiesel and bioethanol as alternative fuels. The aim of the research is to compare the concentrations of harmful gaseous products of combustion in the emission of diesel engine exhaust gases, for the cases when conventional diesel fuel, biodiesel or bioethanol is used. A modified experimental IC engine was used for the purpose of this research in order to realize both a diesel and an otto cycle in the same engine. During the combustion of diesel fuel or biodiesel, the engine works according to the diesel cycle, and during the combustion of bioethanol, the engine works according to the otto cycle. This paper presents the results for two loads, 75% and 100%. The results lead to a conclusion that the full potential of biodiesel and bioethanol, in terms of reducing harmful emissions of gaseous combustion products, cannot be used if these biofuels are used as pure fuels, but it is better to use them as additives for conventional fuels.

Index terms – Biofuels, Biodiesel, Bioethanol, Ecological characteristics, Combustion

Primer metodologije za izbor perspektivnih lokacija za izgradnju reverzibilnih hidroelektrana

Tina Dašić*, Ljubodrag Savić*, Miloš Stanić*, Andrijana Todorović*, Marija Milić**, Milan Tumara**

* Univerzitet u Beogradu - Građevinski fakultet

** Energoprojekt - Hidroinženjering

Rezime - Porast udela intermitentnih izvora energije (posebno solarnih i vetroelektrana), nameće potrebu za efikasnim skladištenjem energije radi stabilizacije elektroenergetskog sistema. Najznačajniji kapaciteti za tu namenu su reverzibilne hidroelektrane (RHE). U radu je predstavljena nova metodologija za identifikaciju perspektivnih lokacija RHE i pumpno akumulacionih postrojenja pri postojećim hidroelektranama (PAP) - SMART-PSH (Site Mapping And Ranking Technique for Pumped Storage Hydropower plants). Metodologija se zasniva na kombinaciji automatizovanog pretraživanja prostora korišćenjem GIS alata, ekspertске analize lokacija i višekriterijumskog rangiranja potencijalnih sistema. Za izbor perspektivnih RHE i PAP koriste se prostorni odnosi (denivelacija i rastojanje) između akumulacija, hidrološke karakteristike vodotoka i morfološke karakteristike akumulacionih prostora. Pored ovih parametara, značajan uticaj na ocenu kvaliteta tih sistema imaju geološke karakteristike sredine, potencijalni uticaji na životnu sredinu, stanovništvo, kulturno-istorijsko nasleđe, infrastrukturu i privredu, kao i blizina saobraćajne i prenosne elektroenergetske mreže i drugi faktori. Rangiranje potencijalnih RHE i PAP vrši se na osnovu velikog broja kriterijuma sa različitim nivoima značajnosti (težinskim koeficijentima).

Gljučne reči - reverzibilne hidroelektrane, GIS alati, prostorne analize, hidrološke analize, višekriterijumsko rangiranje

1 UVOD

Poslednjih decenija, a posebno od potpisivanja Pariskog sporazuma o klimatskim promenama 2016. godine, ubrzano se radi na zameni fosilnih goriva (emitera GSB) obnovljivim izvorima energije (OIE). U elektroenergetske sisteme (EES) se uvode sve veće snaga intermitentnih (naglo promenljivih) energetske izvora, u prvom redu solarnih i vetroelektrana. Sa povećavanjem udela takvih elektrana javljaju se problemi sa balansiranjem i bilansiranjem sistema. Pri planiranju daljih razvoja, elektroprivrede primenjuju različite kriterijume pokrivanja potrošnje u EES, sagledavajući pre svega tržišno-ekonomske aspekte i usvojene međunarodne obaveze. Analize su pokazale da uključivanje u EES više od 20% intermitentnih energetske izvora može dovesti do značajne destabilizacije sistema [1]. Takođe, svedoci smo da su neretko faktori koji mogu uticati na energetske stabilnost i tržište električne energije i neenergetskog karaktera (geopolitička situacija, epidemije i sl.). Zbog toga je neophodno sprovesti planske i dugoročno strateški osmišljene mere pripremanja uređaja za skladištenje viškova

energije koje je moguće koristiti u periodima deficita, što je i predstavljeno kao jedan od ciljeva Strategije razvoja energetike Republike Srbije do 2040. godine.

Iako se oblast tehnologije skladištenja energije poslednjih godina ubrzano razvija, reverzibilne hidroelektrane (RHE) i dalje predstavljaju najznačajniji kapacitet za skladištenje. Posebno su značajne RHE sa većom zapreminom gornje akumulacije, koje imaju mogućnost brzog prelaska iz pumpnog u turbinski režim (kada potrebe konzuma to zahtevaju) i iz turbinskog u pumpni režim, u uslovima pojave viškova energije (npr. zbog povoljnih uslova za rad solarnih i vetroelektrana). Udeo kapaciteta RHE u ukupnim instalisanim kapacitetima za skladištenje energije, na globalnom nivou, iznosili su oko 90% krajem 2020. godine (172,5 GW RHE u odnosu na 191 GW ukupnog kapaciteta) [1]. Prema procenama IRENA, kapacitet RHE u svetu bi trebalo do 2030. godine da iznosi 300GW, a 2050. godine 325 GW.

U elektroenergetskom sistemu Srbije postoji jedna reverzibilna elektrana (RHE Bajina Bašta) i pumpno akumulaciono postrojenje Lisina u okviru sistema HE Vlasina, a u završnim fazama izrade tehničke dokumentacije je i RHE Bistrica. Pored ovih postrojenja, u prethodnom periodu je razmatrana (dokumentacija na nivou idejnog projekta) za RHE Đerdap 3 u više varijanti, sa jednom ili dve gornje akumulacije. Instalirana snaga postojeće RHE Bajina Bašta je 614/620 MW, PAP Lisina 28,6 MW. Očekuje se da planirana RHE Bistrica sa instalisanim kapacitetom od 628 MW uđe u pogon do 2032.g. Prema Strategiji razvoja energetike u periodu od 2030. do 2040. godine očekuje se značajno povećanje instaliranih kapaciteta vetroelektrana 3,6 GW i solarnih elektrana čak 7,36 GW, a samim tim i veće potrebe za izgradnjom balansnih kapaciteta koji mogu obezbediti energetske nezavisnost sistema. Imajući u vidu trend uključivanja u sistem sve većih snaga intermitentnih energetske izvora (posebno vetroelektrana) kao i činjenicu da su RHE sistemi za čije projektovanje i realizaciju je potrebno značajno vreme, potrebno je već sada analizirati pogodne lokacije za izgradnju takvih sistema.

Izbor lokacija RHE i PAP se tradicionalno obavlja ekspertskim pristupom, koji se zasniva na poznavanju konfiguracije i parametara postojećih HE, kapaciteta i programa razvoja prenosne mreže, zatim na analizi topografskih karata različitih razmera u cilju sagledavanja hidrografske i topografske karakteristike prostora, analizi raspoloživih hidroloških podataka, geoloških i hidrogeoloških karata i dr. U državama koje imaju pogodnu topografske i hidrološke karakteristike za formiranje RHE i PAP, kakva je Srbija, ovakav pristup ne omogućava

identifikaciju svih potencijalnih lokacija za formiranje takvih sistema.

Sa razvojem savremenih GIS alata i tehnika daljinske detekcije omogućeno je automatizovanje i veoma efikasno pretraživanje terena. Od sredine prve decenije 21. veka ove tehnike počinju da se koriste i za identifikaciju pogodnih lokacija za formiranje akumulacija uglavnom za manja hidroenergetska postrojenja. Uspesnost ovih metoda i razvoj digitalnih modela terena sve veće rezolucije uticao je na ubrzani razvoj ovih tehnika, koje se od početka druge decenije 21. veka počinju koristiti i za veća hidroenergetska postrojenja, kao i za izbor lokacija reverzibilnih HE različitih tipova.

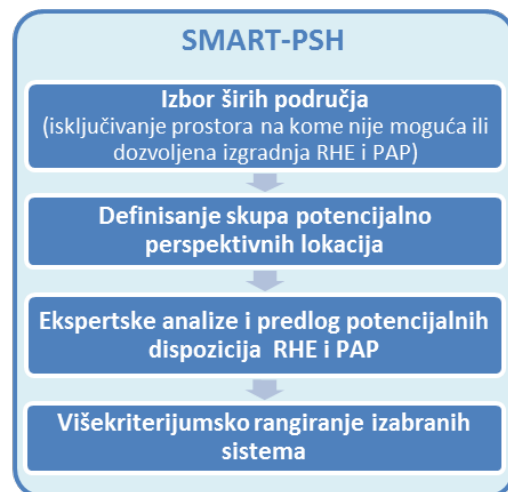
U prethodnih 10-tak godina GIS alati i metode višekriterijumskog rangiranja korišćeni su za analizu mogućnosti izgradnje reverzibilnih i pumpno-akumulacionih postrojenja na različitim područjima (Španija [2], Turska [3], Egipat [4], Iran [5], Tibet [6] i dr.). Analize objavljene u naučno-stručnoj literaturi uglavnom se odnose na analizu manjih područja i izbor lokacije gornjih akumulacija koje sa postojećom akumulacijom postaju deo reverzibilnog ili pumpno-akumulacionog hidroenergetskog sistema.

Jedan od načina rešavanja problema „skladištenja“ energije, koji postaje aktuelan poslednjih nekoliko godina, je izgradnja RHE zatvorenog tipa [7], odnosno postrojenja kod kojih se ni donja ni gornja akumulacija ne nalaze na vodotoku (termini koji se koriste u stručnoj literaturi: *closed-loop*, *off-river* ili *off-stream pumped storage hydropower plant*). Zadatak takvih postrojenja je da rade u pumpnom režimu u periodu kada je moguća proizvodnja energije u vetro- i solarnim elektranama, a potrošnja u sistemu je mala. Ulazeći u sistem kao potrošač električne energije, RHE omogućava rad vetro- i solarnih elektrana za pumpanje vode iz donje u gornju akumulaciju. Na taj način se energija „skladišti“, kako bi se koristila u periodima kada su uslovi za proizvodnju nepovoljni, a potrebe su veće od moguće proizvodnje. Kod hidroelektrana zatvorenog tipa akumulacije se ne formiraju pregrađivanjem vodotoka, što omogućava korišćenje većeg broja lokaliteta za njihovo formiranje. Međutim, i u tom slučaju akumulacija mora biti u blizini vodotoka kako bi se omogućilo inicijalno punjenje akumulacije, kao i kasnija dopuna sistema.

U ovom radu prikazana je nova metodologija za izbor perspektivnih lokacija za formiranje RHE i PAP, pod nazivom SMART-PSH - *Site Mapping And Ranking Technique for Pumped Storage Hydropower plants*. Metodologija je razvijena u okviru Studije o mogućnostima izgradnje reverzibilnih hidroelektrana i pumpno akumulacionih postrojenja u Srbiji, koju su izradili Energoprojekt-Hidroinženjering i Građevinski fakultet Univerziteta u Beogradu, za potrebe „Elektroprivreda Srbije“ ad. Metodologija koristi kombinovani pristup - automatizovano pretraživanje prostora, ekspertsku analizu pogodnih lokacija i metode višekriterijumskog rangiranja. Sastoji se iz nekoliko koraka (slika 1):

1. izbor širih područja, odnosno isključivanje prostora na kome nije moguća ili dozvoljena izgradnja RHE i PAP,
2. izbor perspektivnih lokacija,
3. ekspertске analize i izbor potencijalnih RHE i PAP,
4. rangiranje izabranih sistema.

U nastavku rada navedeni koraci će biti detaljno opisani.



Slika 1. SMART-PSH metodologija izbora perspektivnih lokacija RHE i PAP

II IZBOR ŠIRIH PODRUČJA POGODNIH ZA FORMIRANJE RHE I PAP

Prilikom izbora perspektivnih lokacija za realizaciju RHE i PAP prvi korak je izbor širih prostora (područja) unutar kojih će se izvršiti dalja selekcija perspektivnih lokacija. To podrazumeva da se isključe svi prostori koji nisu pogodni za formiranje RHE ili PAP sistema, kao i prostori na kojima formiranje ovih sistema nije moguće ili nije dozvoljeno (slika 2). Područja koja ulaze u šira područja pogodna za formiranje RHE i PAP moraju da zadovolje kriterijume navedene u nastavku.

Topografski kriterijum podrazumeva da se iz daljih analiza izbace/eliminišu područja koja ne ispunjavaju određene orografske karakteristike za formiranje reverzibilnog postrojenja.

Kao topografska osnova za prostorne analize korišćena je GIS tehnologija sa digitalnim modelom terena u rasterskom formatu SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*), rezolucije 1“.

Površina Srbije podeljena je rasterskom mrežom (grid) jedinične ćelije 1×1 km. Za svaki od razmatranih delova mreže određene su minimalne i maksimalne kote koje se porede sa ekstremnim vrednostima kota delova grid-a na osnovu četiri usvojena topografska podkriterijuma:

- topo-kriterijum 1 - za rastojanje od 6 km minimalna denivelacija između ekstrema grid-a iznosi 150 m.
- topo-kriterijum 2 - za rastojanje od 9 km minimalna denivelacija između ekstrema grid-a iznosi 225 m.
- topo-kriterijum 3 - za rastojanje od 12 km minimalna denivelacija između ekstrema grid-a iznosi 300 m
- topo-kriterijum 4 - za rastojanje od 15 km minimalna denivelacija između ekstrema grid-a iznosi 375 m

Na ovaj način iz daljih analiza su isključena ravničarska područja koja ne ispunjavaju uslove za formiranje hidroenergetskih postrojenja.

Kriterijumi životne sredine je važan kriterijum kojim se iz daljih analiza isključuju zaštićena prirodna dobra, odnosno oni prostori na kojima je zakonski zabranjena izgradnja hidroenergetskih objekata. Prema Zakonu o zaštiti prirode („Službeni glasnik RS“,

br. 71/2021) to su sva zaštićena područja I, II i III stepena zaštite: rezervati prirode, nacionalni parkovi, parkovi prirode, spomenici prirode, zaštićena staništa i predeli izuzetnih odlika. Memorijalni prirodni spomenici i prirodni prostori oko nepokretnih kulturnih dobara (koji su zaštićeni zakonima o zaštiti životne sredine koji su važili pre 2009. godine), kao i rezervati biosfere, takođe su isključeni iz daljih analiza. Ukupna površina zaštićenih područja na teritoriji Srbije iznosi 6737,95 km², što čini oko 7,61% ukupne teritorije Republike Srbije.

Kriterijumi prostornog zauzeća isključuju područja na kojima je realizovana ili plansko prostornom dokumentacijom predviđena izgradnja poslovno-stambenih kompleksa, industrijskih kompleksa, objekata za eksploataciju mineralnih sirovina, značajnih objekata infrastrukture, turističkih područja i sl. Pored toga, isključena su i područja u zoni od 300 m od kulturno-istorijskih dobara koja su prema Zakonu o kulturnim dobrima svrstana u kategorije kulturnih dobara od izuzetnog i velikog značaja. Za prostorne analize sprovedene korišćenjem GIS tehnologije, korišćeni su CORINE Land Cover podaci.

Hidrografski kriterijum definiše šire zone oko vodotoka u kojima je moguće formiranje RHE. Ovaj kriterijum (blizina hidrografske mreže, odnosno blizina vodotoka) je neophodan kako bi se omogućilo punjenje akumulacije vodom i neometana eksploatacija objekata, bez obzira o kom tipu RHE se radi (sistemu otvorenog ili zatvorenog tipa). Navedene zone definisane su oko vodotoka koji imaju dovoljan kapacitet/protok koji može da obezbedi takav nesmetan rad objekata. Vodotoci u Srbiji podeljeni su na vodotoke 1. i 2. reda (prema podeli definisanoj u važećoj Strategiji upravljanja vodama na teritoriji Republike Srbije), pri čemu su vodotoci 1. reda značajniji vodotoci nad kojima nadležnost ima Republika, odnosno autonomna pokrajina, dok je za vode 2. reda zadužena lokalna samouprava. Analize hidroloških karakteristika vodotoka pokazale su da većina vodotoka 1. reda ima prosečan protok veći od 1 m³/s, mada ovoj grupi pripadaju i neki vodotoci koji imaju manji protok. Pošto su vodotoci 2. reda sa slabijim hidrološkim karakteristikama, oni su izuzeti iz daljih analiza.

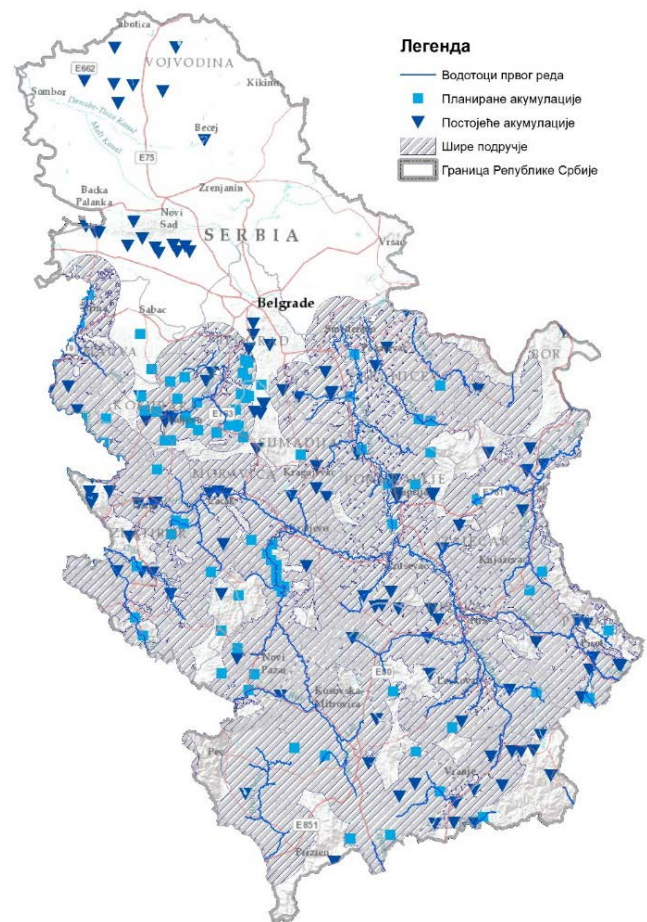
Prema hidrografskom kriterijumu, šire područje koje ulazi u narednu fazu analize, definisano je kao područje u zoni vodotoka 1. reda, maksimalne udaljenosti 15 km sa obe strane vodotoka, odnosno unutar koridora najmanje širine 30 km. Na osnovu analize postojećih projekata, ocenjeno je da je upravo udaljenost od 15 km između dve potencijalne akumulacije otvorenog sistema granično prihvatljiva za izgradnju, pri čemu bi donja akumulacija bila locirana upravo na vodotoku 1 reda, a gornji rezervoar u obližnjoj zoni. U slučaju zatvorenih sistema je takođe neophodno postojanje obližnjeg vodotoka sa dovoljnim i konstantnim doticajem koji bi služio za prvo punjenje akumulacija, kao i za naknadnu dopunu sistema usled gubitaka vode tokom eksploatacije.

Hidrološki kriterijum u vezi je sa hidrografskim kriterijumom. Zasniva se na analizi prosečnih godišnjih protoka kako bi se izdvojili najvodniji delovi vodotoka pogodni za formiranje RHE. Ovaj kriterijum primenjuje se na delove vodotoka 1. reda koji na osnovu ostalih kriterijumima nisu isključeni iz daljih analiza.

Primena hidroloških kriterijuma sastoji se iz dva koraka:

1. Definisanje prosečnih protoka - urađeno je na osnovu dostupnih podataka za 151 hidrološku stanicu. Na osnovu prosečnih protoka na lokacijama tih stanica, i njihovih slivnih površina definisane su regionalne zavisnosti (odnosno, zavisnosti specifičnog oticaja i slivne površine) za veće slivove (npr. sliv reke Ibar ili sliv reke Lim). Topološki sortirani i orijentisani vodotoci su podeljeni na segmente dužine od po nekoliko kilometara, pri čemu je poznata slivna površina svakog čvora, odnosno uzvodnog i nizvodnog profila segmenta vodotoka. Slivne površine su određene primenom softvera 3DNet-Catch. Na osnovu slivne površine čvora, i definisane regionalne zavisnosti za taj sliv sračunati su specifični oticaji, odnosno prosečni protoci [8] [9].

2. Definisanje širih područja za izgradnju RHE, odnosno isključivanje iz daljih analiza onih zona vodotoka koje imaju prosečan protok manji od definisanog praga. Granična vrednost protoka određena je nakon analize odnosa prosečnog protoka i protoka koje je neophodno obezbediti u vodotoku za ekološke potrebe (ekološki protok). Analize su sprovedene na osnovu krivih trajanja protoka za sušne godine, na osnovu čega je kao granična vrednost usvojen protok od 2 m³/s. Nakon definisanja ove granične vrednosti definisana su šira područja u kojima je moguće formiranje RHE, kao zone širine 15 km sa obe strane delova vodotoka 1. reda koji imaju prosečan proticaj Q_{sr} veći od 2 m³/s.



Slika 2. Pregledna karta Srbije sa obeleženim širim područjima pogodnim za formiranje RHE i PAP

Kriterijum postojećih i planiranih objekata nakon eliminacije područja koja ne zadovoljavaju neki od prethodno opisanih kriterijuma, u dalju analizu se uključuju svi postojeći i planirani vodoprivredni objekti (akumulacije) koji ispunjavaju sledeća dva kriterijuma: srednji protok na profilu brane je veći od $1 \text{ m}^3/\text{s}$ i ukupna zapremina akumulacije je veća od $5 \cdot 10^6 \text{ m}^3$. U šire područje uključuju se navedeni vodoprivredni objekti kao i zona oko svakog objekta poluprečnika 15 km (što je definisano kao najveće rastojanje između donje i gornje akumulacije). Podaci o akumulacijama su preuzeti iz različitih, javno dostupnih dokumenata, kao što su: Vodoprivredna osnova RS [10], Strategija upravljanja vodama na teritoriji RS do 2034. godine [11], zbornici radova sa kongresa Jugoslovenskog društva za visoke brane, različite studije i projekti, kao i dokumentacija iz sopstvene arhive Energoprojekt Hidroinženjeringa. Navedene kriterijume zadovoljavaju 32 postojeće akumulacije, 26 planiranih akumulacija, 10 planiranih kaskadnih hidroelektrana na Ibru [12] i 29 retenzionih prostora na slivu reke Kolubare [13].

III DEFINISANJE SKUPA POTENCIJALNO PERSPEKTIVNIH LOKACIJA POGODNIH ZA DALJE ANALIZE

Nakon definisanja širih prostora u kojima će biti sprovedene analize, neophodno je definisati prostorne entitete koji će reprezentovati potencijalne lokacije akumulacija RHE. Za izbor potencijalnih lokacija razmatrana je kompletna hidrografska mreža unutar širih zona, koja je podeljena u segmente, pri čemu se vodilo računa o položajima pritoka, kao i da segmenti nemaju dužine veće od nekoliko km. Svaki segment rečnog toka predstavlja potencijalnu lokaciju brane sa akumulacijom. Segmenti su predstavljeni položajem centra deonice, srednjom kotom, srednjim podužnim padom i prosečnim protokom (rangom protoka), kao i sa ostalim statističkim parametrima koji mogu poslužiti u daljim analizama.

Postojeći i planirani objekti (brane sa akumulacijama) predstavljeni su svim pripadajućim rečnim deonicama unutar akumulacije, položajem brane i eventualne hidroelektrane (ukoliko postoji), kao i kotom normalnog radnog nivoa, prosečnim protokom i korisnom zapreminom akumulacije. Rečne deonice koje su pod usporom postojećih ili planiranih objekata isključene su iz daljih analiza. Pored deonica rečnih tokova i postojećih objekata, u okviru širih područja od interesa identifikovane su približno horizontalne površi (prosečnog pada ispod 2%), na kojima bi potencijalno bila izvodljiva izgradnja akumulacija sa nasipom po celom obodu. Ove površi su reprezentovane položajem centra površi (poligona), vrednostima svojih površina, srednjim kotama i srednjim podužnim padom.

Svi prostorni entiteti koji su definisani kao potencijalne lokacije podvrgnuti su detaljnijim prostornim analizama u cilju isključivanja nepovoljnih lokacija. Za to su korišćena četiri kriterijuma:

- Zapremina (potencijalne) akumulacije - eliminisane su sve rečne deonice koje imaju prosečan podužni pad veći od 5% (zbog činjenice da bi se zbog velikog pada rečne deonice dobila neracionalno mala zapremina akumulacije u odnosu na branu), kao i približno horizontalne površine (pada manjeg od 2%) koje u kontinuitetu nemaju površinu veću od $1,5 \text{ km}^2$

(površine pogodne za formiranje rezervoara u nasipu zapremine najmanje $3 \cdot 10^6 \text{ m}^3$),

- Međusobno rastojanje između donje i gornje lokacije mora biti manje od 15 km,
- Međusobna visinska razlika između donje i gornje lokacije mora biti veća od 150 m,
- Prosečan pad (visinska razlika/rastojanje) između donje i gornje lokacije mora biti veći od 2,5%.

IV EKSPERTSKE ANALIZE I PREDLOG POTENCIJALNIH DISPOZICIJA RHE I PAP

Nakon navedenih analiza, koje se mogu sprovoditi automatizovano primenom GIS alata, prelazi se na ekspertsku selekciju potencijalno perspektivnih lokacija. Ova analiza podrazumeva pregled svih potencijalnih lokacija, definisanje pregradnih profila brana na potencijalnim lokacijama i maksimalnih zapremina akumulacija za te profile, kao i definisanje parova akumulacija sa trasom derivacije između tih akumulacija, koje reprezentuju sisteme RHE i PAP od značaja za dalje analize.

U okviru ove faze se, za svaku lokaciju, odnosno za svaki definisani sistem (par akumulacija sa derivacijom), određuju vrednosti svih kriterijuma koji će se koristiti u narednom koraku za rangiranje sistema. Pored ranije navedenih osnovnih parametara, kao što su rastojanje između akumulacija, visinska razlika, nagib između lokacija potencijalnih akumulacija, definiše se i niz drugih karakteristika, prema kojima će se u narednom koraku rangirati definisani sistemi: morfometrijske karakteristike lokacije (nagibi bočnih kosina, oblik i veličina doline, prisustvo prevoja), opšte geološke i hidrogeološke karakteristike lokacije (karakteristike geološke građe i tektonike, mogućnost izrazitih karstnih pojava, pojava sa hidrogeološkom funkcijom, stabilnost terena i dr.), postojanje domaćinstava i poljoprivrednih površina u blizini potencijalnog pregradnog mesta i u zoni akumulacije, postojanje infrastrukturnih sistema (putevi i železnice) u zoni akumulacije, mogući uticaj na životnu sredinu, mogući uticaj na kulturno-istorijsko nasleđe i dr.

V RANGIRANJE IZABRANIH SISTEMA

Za rangiranje RHE i PAP sistema, koji su nakon ekspertске analize identifikovani kao potencijalno perspektivni, koriste se metode višekriterijumskog rangiranja. Analiza svih potencijalnih lokacija sprovodi se SSF metodom, dok se finije rangiranje izabranih sistema sprovodi VIKOR metodom.

SSF - Site suitability factor metoda

Jedinstvena vrednost parametra koji je definisan kao faktor pogodnosti lokacije (SSF - *site suitability factor*) ocenjuje pogodnost perspektivne lokacije za realizaciju RHE i PAP pri HE. Faktor pogodnosti lokacije određuje se kao suma ponderisanih vrednosti kriterijuma, odnosno vrednosti kriterijuma pomnoženih sa normalizovanim vrednostima težinskih koeficijenta za odgovarajuće kriterijume, prema opštem izrazu:

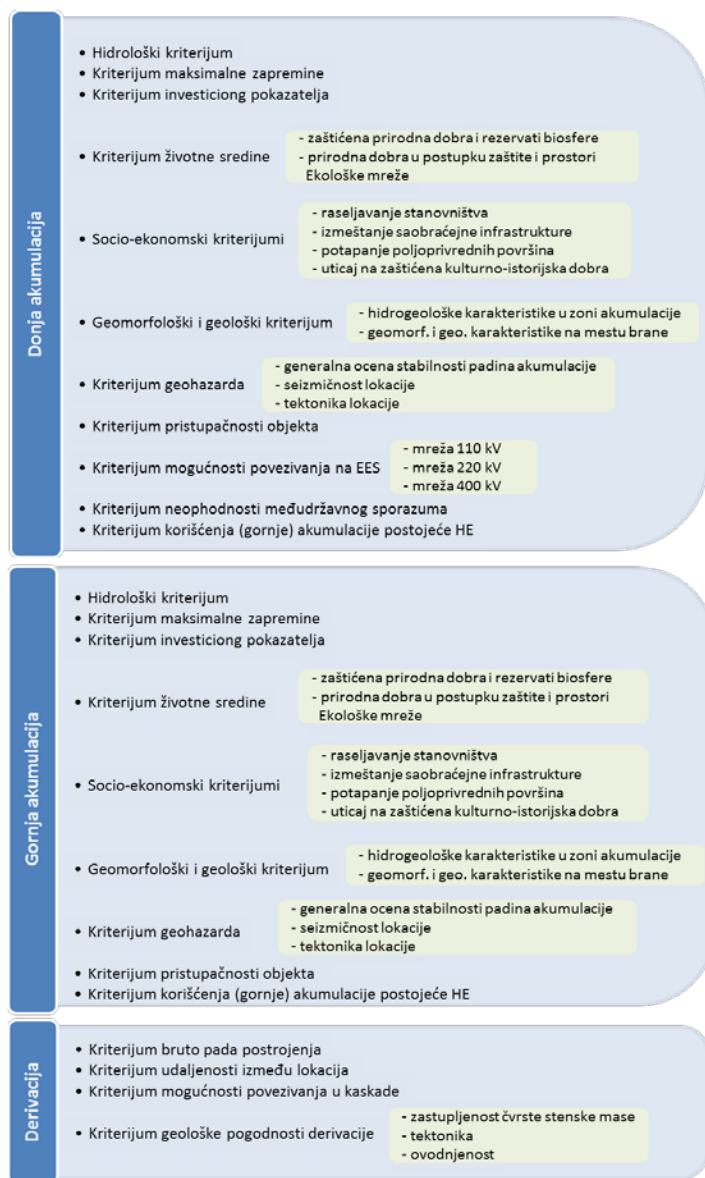
$$SSF = \sum_{i=1}^n w_i \cdot F_i$$

gde su:

- w_i - normalizovana vrednost težinskog koeficijenta za i -ti kriterijum ($\sum_{i=1}^n w_i = 1$),
- F_i - vrednost (ocena) i -tog kriterijuma,
- n - broj kriterijuma.

Svi kriterijumi definisani su tako da se radi o funkcijama maksimizacije i svi imaju vrednost između 0 (najlošija) i 5 (najbolja). Podeljeni su u dve grupe: kriterijumi za ocenu pogodnosti lokacije brane/akumulacije i kriterijumi za ocenu pogodnosti derivacije. Za svaki definisani sistem (RHE ili PAP) posebno se vrednuju tri dela sistema (slika 3):

- donja akumulacija sa 11 kriterijuma,
- gornja akumulacija sa 9 kriterijuma, i
- derivacija sa 4 kriterijuma.



Slika 3. Kriterijumi i podkriterijumi pojedinih delova sistema koji se vrednuju u okviru SSF metode

Težinskim koeficijentima definiše se značaj kriterijuma i taj koeficijent ima značajnu ulogu u određivanju faktora pogodnosti lokacije. Da bi se subjektivizam u oceni sveo na najmanju

moguću meru ove koeficijente određuju eksperti korišćenjem metode analitičkog hijerarhijskog postupka (AHP). Postupak podrazumeva da se posebno vrednuju kriterijumi za donju akumulaciju (11 kriterijuma) - w_i , gornju akumulaciju (devet kriterijuma) - w_j i kriterijumi koji se odnose na derivaciju (četiri kriterijuma) - w_k . U okviru ove metodologije posebno se vrednuje i značaj četiri socio-ekonomska podkriterijuma. Vrednosti težinskih koeficijenata definišu se posebno za svaki od navedena tri dela sistema: donje akumulacije (w_{DA}), gornje akumulacije (w_{GA}) i derivacije (w_D), nakon čega se određuje jedinstvena vrednost SSF-a sistema.

$$SSF = w_{DA} \sum_{i=1}^{11} w_i \cdot F_i + w_{GA} \sum_{j=1}^9 w_j \cdot F_j + w_D \sum_{k=1}^4 w_k \cdot F_k$$

indeksi i, j, k odnose se na donju, gornju akumulaciju i derivaciju, respektivno, a za svaku važi $\sum_{z=1}^n w_z = 1$.

Lokacije koje imaju veću vrednost faktora pogodnosti lokacije (SSF) pogodnije su za realizaciju RHE ili PAP.

Kriterijumi i podkriterijumi za ocenu pogodnosti lokacije brane/akumulacije sistematizovani su u nastavku i prikazani na slici 3.

1. *Hidrološki kriterijum* (Q_{sr}) - zavisi od prosečnih protoka vodotoku na razmatranoj lokaciji. Protoci su grupisani u nekoliko klasa, pri čemu su granice klasa i ocene različite za donju i gornju akumulaciju. Donja akumulacija ima stroža ograničenja pošto je predviđena i za primarno punjenje sistema vodom. Minimalni protok za donju akumulaciju iznosi $2 \text{ m}^3/\text{s}$ (prema ranije primenjenom hidrološkom kriterijumu), dok za gornju akumulaciju minimalna vrednost nije definisana. Granice klasa određene su na osnovu analize broja postojećih hidroloških stanica sa prosečnim protocima u okviru definisanih klasa. Da bi se postigla preciznija ocena lokacija zona manjih protoka podeljena je u veći broj klasa, a svi vodotoci sa prosečnim protokom iznad $50 \text{ m}^3/\text{s}$ za donju akumulaciju, odnosno $15 \text{ m}^3/\text{s}$ za gornju akumulaciju imaju maksimalnu ocenu 5.

2. *Kriterijum maksimalne zapremine* (V) - odnosi se na maksimalnu moguću zapreminu akumulacije. Ovaj parametar se razlikuje za donju i gornju akumulaciju. Za donju akumulaciju zapremina nije dominantna karakteristika u odnosu na protok, koji treba da omogući brzo punjenje gornje akumulacije, pa minimalna zapremina može da bude i 0, dok se akumulacije sa zapreminom većom od $70 \times 10^6 \text{ m}^3$ ocenjuju maksimalnom vrednošću. Kod gornjih akumulacija zapremina je jedan od najznačajnijih parametara jer od nje zavisi energetski potencijal RHE, kao najvažnija komponenta u svetlu pokrivanja neravnomernosti rada OIE. Minimalna zapremina je definisana kao eliminišući kriterijum u prethodnim koracima i iznosi $5 \times 10^6 \text{ m}^3$ za RHE otvorenog tipa, odnosno $3 \times 10^6 \text{ m}^3$ za RHE zatvorenog tipa. Zbog svog značaja, ocene za zapremine gornje akumulacije u oblasti velikih zapremina ($70 - 200 \times 10^6 \text{ m}^3$) detaljnije je podeljena (na 3 klase sa ocenama: 4,25, 4,5 i 4,75), kako bi se bolje istakle lokacije sa značajno velikim potencijalnim zapreminama akumulacije, dok akumulacije sa zapreminom većom od $150 \times 10^6 \text{ m}^3$ dobijaju ocenu 5.

3. *Kriterijum investicionog pokazatelja* (IP) - predstavlja

investicijama vrednost izgradnje pregradnog objekta, odnosno brane. Ovim kriterijumom daje se prednost lokacijama kod kojih je za formiranje akumulacije određene zapremine potrebna izgradnja brane manjih dimenzija. Ovaj parametar određuje se na osnovu: visina brane (h_{br}) i dužina brane u kruni (L_{br}), $IP = \sqrt[3]{h_{br}^2 \cdot L_{br}}$. Najlošiju ocenu 1 dobijaju brane sa vrednostima ovog pokazatelja većim od 240 dok najbolju ocenu dobijaju varijante sa vrednostima IP manjim od 40.

4. *Kriterijumi životne sredine (ŽS)* - postaju sve značajniji prilikom planiranja hidroenergetskih objekata i sve više ograničavaju mogućnost njihove realizacije. Iako postoji niz pozitivnih i negativnih uticaja razmatranih sistema na ekološko okruženje, u ovim analizama koristi se samo udaljenost lokacija u odnosu na zaštićena područja. Vrednosti kriterijuma (ocene) razlikuju se za zaštićena prirodna dobra ili rezervate biosfere (u čijim zonama nije dozvoljeno formiranje akumulacije), u odnosu na prirodna dobra koja se nalaze u nekoj fazi zaštite (ali proces još nije završen) ili prostora Ekološke mreže, za koje su uslovi manje strogi. Na osnovu većeg broja analiza zaključeno je da uticaj akumulacija obično prestaje na udaljenostima većim od 1,5 km, a samo izuzetno, u vetrovitom periodu, osećaju se i na nešto većim rastojanjima. Zbog toga je kao gornja granica za ovaj kriterijum definisano rastojanje od 3 km. U slučaju postojanja više zaštićenih prirodnih dobara ili prostora Ekološke mreže u zoni akumulacije uzima se najnepovoljnija (najmanja) vrednost.

5. *Socio-ekonomski kriterijumi* - hidroenergetski objekti su oduvek imali veoma izraženu socijalnu dimenziju. Njihov pozitivan uticaj ogleda se kroz poboljšavanje ekonomskog i društvenog standarda stanovništva, smanjenje nezaposlenosti, poboljšavanje sanitarnih i komunalnih uslova, stabilnijih uslova privređivanja i niz drugih boljitaka. Međutim, izgradnja takvih objekata, pre svega akumulacija, kao ključnih elemenata tih sistema, zahteva značajne radove u prostoru. Veoma često je neophodno izvršiti izmeštanje saobraćajnica, raseljavanje stanovništva, izmeštanje domaćinstava pa i celih naselja, što dovodi do ozbiljnih socijalnih problema. Zbog toga se ovaj kriterijum sastoji od četiri podkriterijuma:

- *raseljavanje stanovništva* - zasniva se na sagledavanju broja domaćinstava koje je neophodno raseliti sa razmatrane lokacije. Pored značajnih socioloških uticaja na stanovništvo, lokalnu zajednicu i šire, raseljavanje stanovništva ima i ekonomsku komponentu, jer troškovi otkupa i šteta mogu uticati na finansijsku rentabilnost projekta. Prema ovom kriterijumu ocenjuje se izmeštanje do 70 domaćinstava, dok sve lokacije koje zahtevaju izmeštanje većeg broja domaćinstava po ovom kriterijumu dobijaju vrednost 0;
- *potapanje saobraćajne infrastrukture* - dužina puteva (državni putevi 1. i 2. reda) i javne železničke pruge koje će biti pod uticajem akumulacije. Prilikom razmatranja dužine putne mreže koja će se naći pod uticajem buduće akumulacije, sagledavaju se svi postojeći i planirani državni putevi 1. i 2. reda. S obzirom da planirani putevi nemaju isti značaj kao postojeće saobraćajnice, ukupna dužina državnih puteva L_{put} koja bi bila pod uticajem akumulacije se obračunava na sledeći način:

$L_{put} = L_{postojeće} + 0.5 \times L_{planirano}$ Ocena se dodeljuje na osnovu ovako određene dužine potapanja, za potapanja do 7,5 km, dok je u slučaju potapanja dužih deonica ocena akumulacije 0. Na sličan način se računa i dužina železničkih pruga (za dužine do 5 km). Ukupna ocena prema ovom podkriterijumu dobija se kao srednja vrednost ocena za potapanje puteva i železnica;

- *potapanje poljoprivrednih površina* - može imati značajan sociološki i ekonomski uticaj na lokalno stanovništvo, slično kao i raseljavanje. Za procenu ovog uticaja određeno je procentualno učešće zemljišnog pokrivača na lokacijama koje će potencijalno biti zauzete budućim akumulacijama korišćenjem CORINE Land Cover podataka. Pod poljoprivrednim zemljištem podrazumeva se: navodnjavano zemljište, nenavodnjavano obradivo zemljište, vinogradi, plantaže voćnjaka i zrnastog voća, pašnjaci, jednogodišnji i trajni usevi i kompleksi kultivisanih parcela. Vrednosti kriterijuma određuju se na osnovu površine koja se potapa, za površine do 400 ha, dok se za veće površine akumulaciji dodeljuje vrednost 0;
- *uticaj na zaštićena kulturno-istorijska dobra* - vrednuje se na osnovu njihove udaljenosti do najbližeg dela buduće akumulacije. Vrednosti se razlikuju za kulturna dobra od izuzetnog i velikog značaja (čije lokacije sa bafer zonom od 300 m su i eliminacioni kriterijum) u odnosu na kulturna dobra koja su samo upisana u registar. Slično kao u slučaju zaštićenih prirodnih dobara, smatra se da na udaljenostima većim od 3 km uticaj akumulacije ne postoji ni u najnepovoljnijim meteorološkim uslovima. U slučaju postojanja više kulturnih dobara u blizini akumulacije uzima se najnepovoljnija (najmanja) vrednost kriterijuma.

Značaj opisanih podkriterijuma nije isti, pa njihove težine određuju eksperti, na sličan način kao što se određuju i težine pojedinih kriterijuma, primenom AHP metode.

6. *Geomorfološki i geološki kriterijum* - veoma je značajan jer odražava osnovnu pogodnost terena za izgradnju brane i formiranje akumulacije. Određuje se na osnovu dva podkriterijuma:

- hidrogeološke karakteristike u zoni akumulacije, u okviru kojih se analizira pojava ponora, pećina, vrtača, reka ponornica u karstnim terenima, kao i vododrživost osnovne stenske mase, sa istim značajem (izraženim kroz težinske koeficijente) ova dva podkriterijuma od po 0,25;
- geomorfološke i geološke karakteristike na mestu brane, koje se određuju u zavisnosti od nagiba padina u bokovima, vododrživosti i nosivosti osnovne stenske mase, sa težinskim koeficijentima 0,2; 0,15 i 0,15, respektivno.

Vrednosti (ocene) ovih podkriterijuma određuju se ekspertskom procenom na osnovu raspoloživih topografskih, geoloških i hidrogeoloških karata. U slučaju izrazito nepovoljnih uslova lokacija projekta može biti isključena iz daljih analiza.

7. *Kriterijum geohazarda lokacije* - vrednost ovog kriterijuma dobija se analizom tri podkriterijuma: generalna ocena stabilnosti

padina akumulacije - pojave nestabilnosti u vidu klizišta i odrona, seizmičnost i tektonika lokacije. Značaj ovih podkriterijuma je dosta sličan, sa vrednostima 0,3; 0,35 i 0,35, respektivno. Vrednosti (ocene) ovih podkriterijuma određuju se ekspertskom procenom na osnovu raspoloživih geoloških i seizmoloških karata.

8. *Kriterijum pristupačnosti objekta* - ogleda se kroz blizinu potencijalne lokacije mreži saobraćajnica koja može da obezbedi pristup lokaciji i transport materijala i opreme tokom izgradnje i eksploatacije objekta. Kao referentna mreža saobraćajnica usvojena mreža postojećih i planiranih državnih puteva 1. i 2. reda. Ocenjivanje po ovom kriterijumu izvršeno je na osnovu najkraćeg rastojanja između potencijalne lokacije i mreže puteva za rastojanja do 10 km. Brane koje se nalaze na većem rastojanju ocenjene su ocenom 0.

9. *Kriterijum mogućnosti povezivanja na elektroenergetski sistem* - je još jedan kriterijum koji oslikava ekonomsku opravdanost izbora lokacije. Kao referentni sistem za bodovanje lokacije koristi se blizina moguće lokacije priključenja na prenosni sistem, odnosno mreže u nadležnosti AD Elektromreža Srbije sledećih naponskih nivoa: 110 kV, 220 kV i 400 kV (postojeća mreža i planirani dalekovodi u narednom periodu od 10 godina). Ocenjuju se najkraća rastojanja do mreže sva tri napona, a ukupna ocena predstavlja ponderisani zbir tih ocena, pri čemu težine kriterijuma rastu za mreže većeg napona (iznose: 0,25; 0,35 i 0,4 respektivno za mreže 110 kV, 220 kV i 400 kV). Rastojanja veća od 20 km ocenjuju se ocenom 0. Vrednosti ovog kriterijuma određuju se samo za donju akumulaciju, s obzirom da se mašinska zgrada nalazi u zoni donje akumulacije.

10. *Kriterijum neophodnosti međudržavnog sporazuma* - uveden je imajući u vidu da su reke Dunav i Drina, koje imaju značajan hidrološki i hidroenergetski potencijal, granični vodotoci, pa bi u slučaju izgradnje hidroenergetskog postrojenja, bilo neophodno zaključiti međudržavni sporazum. Zbog neizvesnosti, jer je za realizaciju projekta neophodna saglasnost druge države, vrednost ovog kriterijuma uzima jednu od dve vrednosti: 1 ako je potreban međudržavni sporazum, a 5 ako nije. Vrednosti ovog kriterijuma određuju se samo za donju akumulaciju.

11. *Kriterijum korišćenja (gornje) akumulacije postojeće HE* - ovim kriterijumom se prednost daje onim dispozicijama koje se formiraju pri postojećim akumulacionim hidroenergetskim objektima, bilo da je postojeća akumulacija gornja i donja akumulacija novog sistema. Značaj sistema zavisi od pada sa kojim radi postojeća HE, pa su zavisno od pada (za padove do 100 m) definisane i ocene ovog kriterijuma. Za padove veće od 100 m vrednost kriterijuma je maksimalna.

Kriterijumi za ocenu dispozicija sistema, koji se primenjuju na parove gornjih i donjih akumulacija

1. *Kriterijum bruto pada postrojenja* - ocenjuje se na osnovu vrednosti bruto pada, koje su određene u okviru prostornih analiza. Ocenjivanje po ovom kriterijumu razlikuje se za RHE i PAP postrojenja. Za RHE ocena se dodeljuje zavisno od samog bruto pada i ocena raste sa povećanjem pada. Minimalna vrednost pada ograničena je eliminacionim kriterijumima iz prethodne faze i iznosi 150 m, dok su sistemi sa padom većim od 500 m ocenjeni maksimalnom ocenom. Kod PAP postrojenja

analizira se odnos pada sa kojim radi HE i potrebne visine pumpanja. Sa porastom vrednosti tog odnosa raste i ocena, pri čemu u analizu ne ulaze dispozicije sa odnosom manjim od 2 (duplo veći pad turbine u odnosu na visinu pumpanja). Dispozicije kod kojih je visina turbiniranja 5 puta veća od visine pumpanja dobijaju maksimalnu ocenu.

2. *Kriterijum udaljenosti između lokacija* - je pored visinske razlike jedan od najznačajnijih parametara dispozicije RHE i PAP. Sa povećanjem udaljenosti između akumulacija povećava se investiciona vrednost sistema, pa su objekti sa kraćim međusobnim rastojanjem ekonomski opravdaniji. Pored toga, dugački objekti imaju veću inertnost sistema i sporije odgovore na zahteve elektroenergetskog sistema, kao i veću ranjivost sa stanovišta izvođenja radova i eksploatacije. U analizu nisu mogli da uđu sistemi sa udaljenošću između akumulacija većom od 15 km, jer je to eliminišući kriterijum u prethodnom koraku. Sistemi sa ovima rastojanjem manjim od 3 km ocenjuju se najvišom ocenom.

3. *Kriterijum mogućnosti povezivanja u kaskade* - favorizuje dispozicije sa lokacijama koje su tako pozicionirane da na dovoljno maloj udaljenosti imaju dovoljnu visinsku razliku između neke druge niže lokacije i neke druge više lokacije, pa tako predstavljaju kandidata za uklapanje objekta u kaskadni hidroenergetski sistem. Vrednost ovog kriterijuma uzima dve vrednosti: 1 ako ne postoji mogućnost uklapanja u kaskadni sistema i 5 ako takva mogućnost postoji.

4. *Kriterijum geološke pogodnosti derivacije* - pored ocene geološke pogodnosti za izgradnju brane i formiranje akumulacije/rezervoara, formiran je i kriterijum za ocenjivanje geološke pogodnosti derivacije, odnosno veze između akumulacija. Ocena kriterijuma donosi se na osnovu tri podkriterijuma: zastupljenost čvrste stenske mase, tektonika (gustina i nepovoljnost orijentacija) i ovodnjenost, kao zbir njihovih ponderisanih vrednosti, sa nešto većom značajnošću prvog podkriterijuma (težinski koeficijent od 0,4) u odnosu na preostala dva (težina 0,3).

VIKOR metoda za rangiranje RHE i PAP

Nakon rangiranja perspektivnih RHE i PAP sistema primenom SSF metode, najbolje ocenjeni sistemi detaljnije se rangiraju korišćenjem VIKOR metode. Za razliku od SSF metode, u kojoj se rangiranje obavlja na osnovu ocena dodeljenih za raspone vrednosti kriterijuma, VIKOR metoda koristi tačne vrednosti fizičkih karakteristika sistema (kao što su bruto pad, udaljenost između akumulacija i sl.), kao i neke druge karakteristike koje se ne mogu predstaviti konkretnim fizičkim veličinama (neophodnost međudržavnih dogovora, geološki uslovi i sl.). Metoda VIKOR (VIšekriterijumsko KOMpromisno Rangiranje) razvijena je 80-tih godina na Građevinskom fakultetu Univerziteta u Beogradu [14]. Alternative se rangiraju na osnovu elemenata iz kompromisnog programiranja, polazeći od graničnih formi L_p metrike. Neophodni ulazni podaci su vrednosti svih kriterijumskih funkcija za sve alternative, koje se zadaju u vidu matrica, kao i faktori značajnosti (težinski koeficijenti) za svaki kriterijum. Težinske koeficijente određuju eksperti korišćenjem AHP metode. Za rangiranje RHE i PAP koristi se 12 kriterijuma, koji su opisani u nastavku.

1. *Bruto pad postrojenja* je važan pozicioni parametar svakog reverzibilnog, odnosno pumpno-akumulacionog postrojenja. To je pad sa kojim sistem radi u turbinskom režimu. U slučajevima kada je moguće energetske korišćenje vode u okviru kaskadnog sistema uzima se pad kaskade. Kriterijum bruto pada je kvantitativni kriterijum, čije se vrednosti izražavaju u metrima, a radi se o funkciji koja se maksimizira.

2. *Udaljenost između gornje i donje akumulacije* je takođe veoma važan pozicioni parametar koji utiče na investicionu vrednost razmatranog sistema, energetske gubitke, pouzdanost i radne performanse. Sve ove karakteristike poboljšavaju se sa smanjenjem rastojanja između akumulacija. Kriterijum udaljenosti između akumulacija je kvantitativni kriterijum, čije se vrednosti izražavaju u kilometrima, a radi se o funkciji koja se minimizira.

3. *Relativna energetska vrednost gornje akumulacije* kriterijum je preko koga se vrednuje zapremina gornje akumulacije. Određuje se kao odnos energetske vrednosti gornje akumulacije i bruto pada: $E_{GA,r} = (V_{GA} \cdot \eta) / 367 \text{ [kWh/m]}$. Ovaj parametar je izabran umesto energetske vrednosti gornje akumulacije, jer ne zavisi od pada sa kojim radi postrojenje u turbinskom režimu, što je parametar koji je već definisan kao jedan od kriterijuma, pa se izbegava njegovo ponovno korišćenje. Parametar je funkcija zapremine gornje akumulacije, a koeficijent korisnog dejstva za sva postrojenja je isti i iznosi 0,85. Vrednost ovog kriterijuma izražava se u kWh/m, a radi se o funkciji maksimizacije.

4. *Relativna energetska proizvodnja iz dotoka u gornju akumulaciju* je kriterijum kojim se vrednuje dotok u gornju akumulaciju sa sopstvenog sliva. Prilikom određivanja količine vode koju je moguće energetske iskoristiti ($V_{GA,sop}$) pretpostavlja se da je u vodotoku nizvodno od pregradnog profila (brane) potrebno obezbediti ekološki protok u količini od 20% od prosečnog protoka. Relativna energetska proizvodnja iz dotoka u gornju akumulaciju određuje se na sličan način kao relativna energetska vrednost gornje akumulacije, uz iste pretpostavke: $E_{GA,r} = (V_{GA,sop} \cdot \eta) / 367 \text{ [kWh/m]}$. Vrednost ovog kriterijuma izražava se u kWh/m, a radi se o funkciji maksimizacije.

5. *Pokazatelj mogućeg pumpanja iz donje akumulacije* je kriterijum kojim se u analizu uključuju hidrološke karakteristike vodotoka u zoni donje akumulacije. S obzirom da se na ovom nivou detaljnosti razrade ne raspolaže podacima za sprovođenje bilansnih i drugih detaljnijih analiza, vrednosti ovog kriterijuma određuju se na osnovu prosečnog protoka u profilu donje akumulacije. Ovaj kriterijum definisan je preko klase protoka na sličan način kako je to urađeno za SSF metodu. Radi se o kriterijumu koji se maksimizira.

6. *Odnos godišnje proizvodnje od prepumpane vode i utrošene energije na pumpanje* predstavlja količnik moguće godišnje proizvodnje energije u razmatranom sistemu (koji može biti i kaskadni, sa više HE koje koriste vodu koja je prepumpana u gornju akumulaciju) i energije koja je utrošena na pumpanje. Vrednosti zavise od karakteristika derivacije (dužina, prečnici,...) i instalisanog protoka u pumpnom i turbinskom režimu. Za RHE (bez mogućnosti kaskadnog korišćenja) vrednosti ovog kriterijuma su slične, a značajnije razlike mogu se javiti kod

pumpno-akumulacionih elektrana i kaskadnih RHE i PAP sistema. S obzirom da se u ovoj fazi analize ne raspolaže detaljnim podacima o karakteristikama derivacije, vrednosti ovog kriterijuma određuju se kao odnos bruto napora u pumpnom režimu i pada u turbinskom režimu. U slučaju postojanja kaskadnog sistema uzima se bruto pad nizvodnih stepenica na kojima je moguće energetske korišćenje prepumpane vode. Vrednosti ovog kriterijuma su bezdimenzionalne. Za RHE (bez mogućnosti kaskadnog korišćenja) ta vrednost je jednaka 1, dok je za ostale sisteme veća od 1. Radi se o kriterijumskoj funkciji koja se maksimizira.

7. *Investicioni pokazatelj* - vrednost ovog kriterijuma određuje se na isti način kao što je to opisano za SSF metodu, uz razliku da se za vrednovanje u okviru VIKOR metode koriste stvarne vrednosti dobijene na osnovu prikazane relacije, a ne ocene prema klasama vrednosti, kao što je to slučaj kod rangiranja prema SSF metodi. Radi se o kriterijumu koji se minimizira.

8. *Uticaj na životnu sredinu* određuje se na osnovu vrednosti istog kriterijuma za gornju i donju akumulaciju kao u SSF metodi i predstavlja njenu srednju vrednost. Vrednosti se kreću od 5 (ako su obe akumulacije više od 3 km udaljene od zaštićenih prirodnih dobara) do 0, a funkcija se maksimizira.

9. *Sociološki uticaj* određuju se na sličan način kao vrednosti socio-ekonomskog kriterijuma u SSF metodi, a predstavlja srednju vrednost tog kriterijuma za gornju i donju akumulaciju. Vrednosti se kreću u rasponu od 0 do 5, a funkcija se maksimizira.

10. *Geološki uslovi* su veoma značajni za realizaciju hidroenergetskih sistema. Od njih zavisi mogućnost realizacije objekata, njihovo poziciono rešenje i troškovi izgradnje. Za potrebe analiza na ovom nivou koriste se samo postojeći podaci (topografske, seizmičke i opšte geološke karte). Za određivanje vrednosti kriterijuma kojim se vrednuju geološki uslovi koriste se ponderisane vrednosti tri geološka kriterijuma koja se koriste u okviru SSF metode: geomorfološko-geološke karakteristike lokacije, geohazard lokacije i geološke pogodnosti za derivaciju, sa težinskim koeficijentima od 0,47; 0,2 i 0,33 respektivno. Ovi kriterijumi detaljno su opisani u prethodnom delu teksta, u okviru SSF metode. Vrednosti se kreću u rasponu od 0 do 5, a funkcija se maksimizira.

11. *Udaljenost mogućeg mesta priključenja na EES* - ovim kriterijumom u rangiranje se uključuje udaljenost sistema od mesta priključenja na elektro-energetsku mrežu. Vrednost kriterijuma je ponderisano rastojanje od lokacije mašinske zgrade do mreže različitog napona (110 kV, 220 kV, 400 kV), sa vrednostima težinskih koeficijenata (pondera) istim kao za SSF metodu. Kriterijumska funkcija se izražava u kilometrima, a radi se o funkciji minimizacije.

12. *Neophodnost međudržavnog dogovora* slično kao kod SSF metode, moguće su samo dve vrednosti ovog kriterijuma: 0 ako nema potrebe za međudržavnim dogovorima i 1 ako su takvi dogovori potrebni. Kriterijumska funkcija se minimizira.

VI ZAKLJUČAK

Metodologija SMART-PSH prikazana u radu omogućava

automatizovano, brzo i efikasno pretraživanje širokih prostora u cilju izdvajanja lokacija pogodnih za formiranje akumulacija. U postupku pretraživanja koristi se veći broj kriterijuma kao što su topografski, hidrološki, zauzeće prostora za različite namene i dr. Nakon ekspertskih analiza izabranih lokacija i izbora perspektivnih RHE i PAP sistema pristupa se njihovom višekriterijumskom rangiranju, što daje konačnu ocenu značajnosti/pogodnosti pojedinih sistema. Na ovaj način moguće je identifikovati i rangirati pogodne lokacije za izgradnju RHE i PAP sistema koje ne bi bile identifikovane klasičnim pristupom ili bi zahtevale angažovanje većeg broja stručnjaka u dužem vremenskom periodu. Identifikovane pogodne lokacije međusobno su upoređive na osnovu opisanih kriterijuma i pružaju kvalitativno dovoljan obim informacija za potrebe strateškog planiranja elektroenergetskih sistema u smislu ulaganja u dalje razrade projektno-tehničkih dokumentacija.

LITERATURA

- [1] Worku, Y.M. Recent Advances in Energy Storage Systems for Renewable Source Grid Integration: A Comprehensive Review, *Sustainability*, Vol. 14, No. 10, pp. 5985, 2022. <https://doi.org/10.3390/su14105985>
- [2] Jimenez Capilla, J.A., Aran Carrion, J., Alameda-Hernandez E. Optimal site selection for upper reservoirs in pump-back systems, using geographical information systems and multicriteria analysis, *Renewable Energy*, Vol. 86, pp. 429-440, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.08.035>
- [3] Niall, F., Lacal Arántegui, R., McKeogh, E., Leahy, P. A GIS-based model to calculate the potential for transforming conventional hydropower schemes and non-hydro reservoirs to pumped hydropower schemes, *Energy*, Vol. 41, No. 1, pp. 483-490, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.02.044>
- [4] Hany, A., Mohamed, M., Saleh, S. A GIS model for exploring the water pumped storage locations using remote sensing data, *The Egyptian Journal of Remote Sensing and Space Sciences*, Vol. 24, No. 3, Part 2, pp. 515-523, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.ejrs.2021.09.006>
- [5] Hassan, A., Shamsai, A. Preliminary Site Selection of Pumped Storage Hydropower Plants - A GIS-based approach, *Amirkabir, Journal of Science and Technology*, Vol. 41, No. 2, Serial number 2, pp. 25-32, 2009. <https://doi.org/10.22060/miscj.2009.237>
- [6] Xu, L., Wang, S. A GIS-based assessment of Tibet's potential for pumped hydropower energy Storage, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 69, pp. 1045-1054, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.089>
- [7] Bin, L., Stocks, M., Blakers, A., Anderson K. Geographic information system (GIS) algorithms to locate prospective sites for short-term off-river pumped hydro energy storage, *Applied Energy*, Vol. 222, pp. 300-312, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.177>
- [8] *Vodoprivredna osnova Republike Srbije: Hidrometeorološke podloge*, Institut za vodoprivredu "Jaroslav Černi" i Republički hidrometeorološki zavod Srbije, 2009.
- [9] Stanić, M., Todorović, A., Vasilić, Ž., Plavšić, J. Extreme flood reconstruction by using the 3DNet platform for hydrological modelling, *Journal of Hydroinformatics*, Vol. 20, No. 4, pp. 766-783, 2018. <https://doi.org/10.2166/hydro.2017.050>
- [10] *Vodoprivredna osnova Republike Srbije*, Institut za vodoprivredu "Jaroslav Černi", Beograd, 2001.
- [11] *Strategija upravljanja vodama na teritoriji Republike Srbije do 2034. godine*, <https://www.paragraf.rs/propisi/strategija-upravljanja-vodama-u-srbiji-do-2034.html> [pristupljeno 17.12.2024]
- [12] *Idejni projekat i studija opravdanosti HE Bela Glava u sastavu sistema HE na Ibru*, Institut za vodoprivredu "Jaroslav Černi", Beograd, 2012.
- [13] *Studija unapređenja zaštite od voda u slivu reke Kolubare*, Institut za vodoprivredu "Jaroslav Černi", Beograd, 2016.
- [14] Opricović, S. *Optimizacija sistema*, Građevinski fakultet Univerziteta u Beogradu, Beograd, 1992.

AUTORI

Tina Dašić - profesor, Univerzitet u Beogradu - Građevinski fakultet, mtina@grf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0002-4679-3101](https://orcid.org/0000-0002-4679-3101)
Ljubodrag Savić - profesor, Univerzitet u Beogradu - Građevinski fakultet, ljdsavic@grf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0003-1112-3471](https://orcid.org/0000-0003-1112-3471)
Miloš Stanić - profesor, Univerzitet u Beogradu - Građevinski fakultet, mstanic@grf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0002-3410-2393](https://orcid.org/0000-0002-3410-2393)
Andrijana Todorović - docent, Univerzitet u Beogradu - Građevinski fakultet, atodorovic@grf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0002-1001-9739](https://orcid.org/0000-0002-1001-9739)
Marija Milić - dipl.građ.inž., Energoprojekt-Hidroinženjering a.d., mmilic@ephydro.com, ORCID [0009-0005-7557-0299](https://orcid.org/0009-0005-7557-0299)
Milan Tumara - dipl.inž.geol., Energoprojekt-Hidroinženjering a.d., eph.mtumara@gmail.com, ORCID [0009-0003-9488-1952](https://orcid.org/0009-0003-9488-1952)

A Methodology for Selecting Suitable Sites for Pumped-Storage Hydropower Plants

Abstract – The increasing share of intermittent energy sources, particularly solar and wind power plants, necessitates efficient energy storage to stabilize the power system. The most significant capacity for this purpose is pumped-storage hydropower plants (PSH). This paper presents a new methodology for identifying potential locations for PSH and pump-storage facilities (PSF) at existing hydropower plants - SMART-PSH (Site Mapping And Ranking Technique for Pumped Storage Hydropower plants). The methodology is based on a combination of automated spatial search using GIS tools, expert location analysis, and multicriteria ranking of potential systems. The selection of suitable PSH and PSF sites considers spatial relationships (elevation difference and distance) between reservoirs, hydrological characteristics of the watercourses, and the morphological features of reservoir areas. In addition to these parameters, key factors influencing system evaluation include geological characteristics of the terrain, potential environmental impacts, effects on the population, cultural and historical heritage, infrastructure, and economy, as well as proximity to transportation and power transmission networks, and other factors. The ranking of potential PSH and PSF is conducted based on multiple criteria with varying levels of their significance (weighting coefficients).

Index terms – Pumped-storage hydropower plant, GIS tools, Spatial analyses, Hydrological analyses, Multicriteria ranking

Komparativna analiza rada modula za ispitivanje naponske stabilnosti CASE a i PowerFactory

Bojan Ivanović*, Tomislav Rajić**

* Elektrodistribucija Srbije, Beograd, Srbija

** Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet, Beograd, Srbija

Rezime - Proračun naponske stabilnosti na male poremećaje se retko izvodi ili skoro uopšte ne izvodi u dugoročnim planovima i studijama razvoja sistema. Jedan od rezultata ovog proračuna stabilnosti je određivanje maksimalne snage potrošnje u nekom čvoru. To je tačka u kojoj aktivna snaga na tzv. P–V krivi ima maksimalnu vrednost. Ova tačka i čitava P–V kriva se određuju softverski pomoću proračuna tokova snaga i naponskih prilika koji se sprovodi za veliki broj slučajeva pri čemu se u svakom narednom slučaju za određeni iznos povećava snaga potrošnje u analiziranom čvoru ili grupi čvorova. U radu je urađena komparativna analiza modula softvera CASE i DigSILENT PowerFactory za ispitivanje naponske stabilnosti na male poremećaje. U prvom delu rada ukratko su date teorijske postavke naponske stabilnosti na male poremećaje. Nakon toga prikazan je način rada modula za naponsku stabilnost u oba softvera i data komparativna analiza rezultata proračuna na istom, školskom, simulacionom modelu. Na kraju rada prikazani su rezultati proračuna u CASE u na realnom modelu prenosnog sistema Srbije.

Ključne reči - Naponska stabilnost, P–V kriva, CASE, PowerFactory.

I UVOD

Stabilnost elektroenergetskog sistema (EES) definiše se kao sposobnost sistema da nakon dejstva poremećaja povрати prihvatljivo ravnotežno stanje. Zajednička IEEE/CIGRE radna grupa je stabilnost podelila na: i) stabilnost ugla rotora, ii) frekventnu stabilnost i iii) naponsku stabilnost. Ova radna grupa je definisala naponsku stabilnost kao sposobnost sistema da pri dejstvu poremećaja održi prihvatljive vrednosti napona na svim sabirnicama u stacionarnom stanju. Za razliku od stabilnosti ugla rotora, koja je prevashodno vezana za rad generatora, naponska stabilnost se vezuje za veličinu u karakteristiku opterećenja [1]. Problem naponske stabilnosti se obično sreće u visokopterećenim sistemima [2].

Naponska stabilnost se dalje deli na stabilnost na velike i male poremećaje. U ovom radu se ne razmatra naponska stabilnost na velike poremećaje koja je zapravo sposobnost sistema da održi prihvatljive vrednosti napona nakon velikih poremećaja poput kratkih spojeva, ispada generatora i grana mreže (vodova i transformatora), itd. Za ispitivanje naponske stabilnosti na velike poremećaje se koristi dinamička vremenska simulacija, veoma slična onoj koja se koristi za proračune tranzijentne stabilnosti. Rad se bavi naponskom stabilnošću na male poremećaje koja se

još naziva i statička naponska stabilnost. Naponska stabilnost na male poremećaje je sposobnost sistema da održi prihvatljive vrednosti napona pri malim poremećajima kao što su dnevne promene opterećenja u sistemu.

Inženjerima elektroenergetike su poznate tzv. P–V krive kojima je za potrošačke čvorove predstavljena zavisnost aktivne snage potrošnje i napona u tim čvorovima. Sa P–V krivih se može očitati maksimalna snaga potrošnje za određeni čvor. Školski se ove krive obično crtaju za radijalne čvorove. Međutim, čvorovi u prenosnim sistemima u najvećem broju slučajeva nisu radijalni i za određivanje ovih P–V krivih koristi se tzv. kontinualni proračun tokova snaga i naponskih prilika [1-3].

I KONTINUALNI PRORAČUN TOKOVA SNAGA I NAPONSKIH PRILIKA I NJEGOVA IMPLEMENTACIJA U CASE

Postoje različiti pristupi i implementacije kontinualnog proračuna tokova snaga i naponskih prilika. U suštini, kontinualni proračun tokova snaga i naponskih prilika podrazumeva da se tokovi snaga i naponske prilike proračunavaju za veliki broj sukcesivnih slučajeva pri čemu se za svaki naredni slučaj potrošnja u ispitivanom, odabranim, čvorovima povećava za određeni iznos kao što se povećava i proizvodnja u generatorskim čvorovima koji su odabrani za povećavanje proizvodnje. Važno je da povećanje potrošnje u čvorovima ne bude veliko kako ne bi dovelo do divergencije proračuna. U startu se potrošnja samo u odabranim čvorovima pretvori u odgovarajuću potrošnju konstantne admitanse, a onda se definiše da povećanje potrošnje za svaki naredni slučaj bude određeni procenat potrošnje u datom čvoru. Povećanje admitanse u nekom čvoru ima prirodnu karakteristiku da nakon pada napona ispod određene vrednosti snaga potrošnje počinje da pada. To je upravo koleno P–V krive.

Način povećanja snage generatora u sistemu kod određivanja P–V karakteristike potrošačkog čvora nije striktno određen. Tako se u [2] navodi da se aktivna snaga generatora povećava proporcionalno njihovoj veličini. U slučaju implementacije u CASE, aktivna snaga odabranih generatora se povećava proporcionalno rezervi koju oni imaju u odnosu na trenutno angažovanu aktivnu snagu. Ukoliko snaga određenog generatora, koji je od strane korisnika odabran da učestvuje u povećanju snage, ne prelazi njegovu maksimalnu snagu onda se u slučaju „x“ povećava prema sledećoj formuli:

$$P_{ix} = P_{i(x-1)} + \frac{(P_{imax} - P_{i(x-1)})}{\sum_{j=1}^m (P_{jmax} - P_{j(x-1)})} \cdot \sum_{j=1}^t \Delta P_{jx}, \quad (1)$$

gde su:

P_{ix} - angažovana aktivna snaga i -tog generatora u slučaju „ x “,

$P_{i(x-1)}$ - angažovana aktivna snaga i -tog generatora u slučaju „ $x-1$ “, odnosno u prethodnom slučaju,

P_{imax} - maksimalno moguća angažovana aktivna snaga i -tog generatora,

ΔP_{jx} - povećanje aktivne snage potrošnje j -tog čvora u slučaju „ x “,

t - broj odabranih potrošačkih čvorova u kojima se snaga povećava,

m - broj odabranih generatorskih čvorova u kojima se snaga povećava.

Povećanje aktivne snage potrošnje j -tog čvora ΔP_{jx} u slučaju „ x “ se izračunava kao:

$$\Delta P_{jx} = \Delta P_{j0} \cdot \left(\frac{V_{jx}}{V_{j0}} \right)^2, \quad (2)$$

gde su:

ΔP_{j0} - povećanje aktivne snage j -tog čvora koje se određuje kao korisnički zadati procenat promene aktivne snage u osnovnom modelu,

V_{j0} - napon j -tog čvora u nultom, početnom, slučaju,

V_{jx} - napon j -tog čvora u trenutnom slučaju

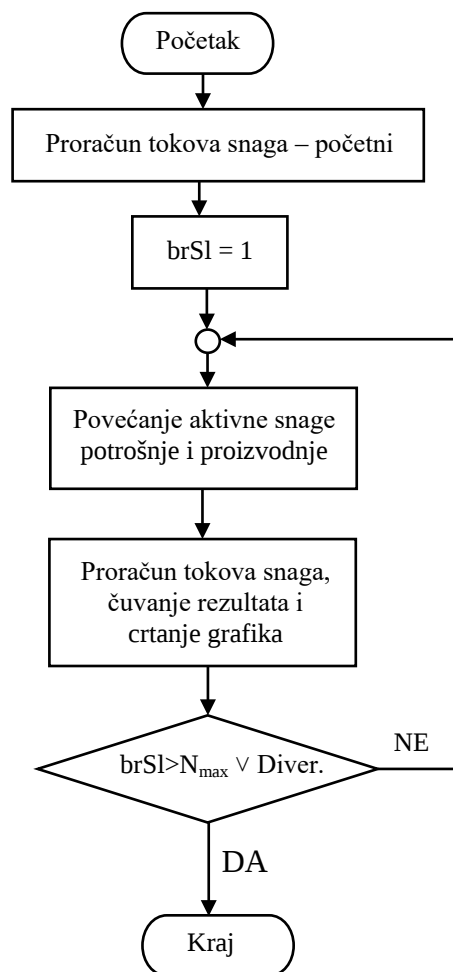
Eventualni manjak u rezervi aktivne snage odabranih generatora se nadomešćuje povećanjem angažovanja balansno-referentnog generatora.

Ako korisnik ne odabere nijedan agregat da učestvuje u povećanju snage onda se sva nedostajuća snaga nadomešćuje povećanjem proizvodnje balansno-referentnog generatora.

Pojednostavljeni algoritam kontinualnog proračuna tokova snaga i naponskih prilika je prikazan na slici 1. Proračun se obavlja za unapred definisani broj slučajeva (promenljiva „ N_{max} “) ili dok proračun ne divergira. Promenljiva „ $brSl$ “ označava trenutni broj slučaja za koji se proračun tokova snaga i naponskih prilika radi.

U literaturi se može pročitati da se pred svaki proračun vrši korekcija napona u čvorovima sistema nekom od metoda poput tangente ili sekant metode [1]. Ovakvu korekciju napona van proračuna tokova snaga i naponskih prilika nije preporučljivo raditi jer u naizmeničnom sistemu tokovi snaga zavise kako od modula napona tako i od njihovih uglova. Korekcija modula napona bez istovremene adekvatne korekcije ugla može za posledicu imati pogrešno pomeranje radne tačke sistema i tzv. promašaj Newton-Raphson iterativnog proračuna. U samom Newton-Raphson postupku moduli napona i njihovi uglovi se koriguju simultano prema proračunatim vrednostima elemenata Jakobijan matrice tako da je mogućnost promašaja, odnosno dolaska u pogrešnu radnu tačku, mala. Zbog toga se u CASE, pre pokretanja proračuna tokova snaga i naponskih prilika, vrši isključivo povećanje aktivne snage potrošnje čvorova i proizvodnje generatora koje su standardne zadate ulazne promenljive za svaki proračun tokova snaga. Zadate vrednosti napona i uglova su rezultat proračuna iz prethodnog slučaja čija je radna tačka bliska radnoj tački slučaja za koji se vrši proračun. Zbog toga se njihova korekcija vrši u okviru samog proračuna tokova snaga i naponskih prilika na osnovu proračunatih elemenata dekomponovane Jakobijan matrice. O tome da je

ovakav pristup ispravan najbolje govori broj iteracija da se dostigne rešenje za neki od slučajeva koji se nalaze na donjem dleu P-V krive za koje neki komercijalni programi, poput PowerFactory i PowerWorld, čak i ne rade proračun. U tekstu koji sledi prikazan je tok konvergencije proračuna za model prenosnog sistema Srbije od oko 500 čvorova. Vidi se da su za konvergenciju proračuna dovoljne 2 iteracije: početna i prva. U tekstu se vidi da je proračun urađen 3 puta. To je zbog toga što se generatori koji naruše svoja reaktivna ograničenja pretvaraju pretvaraju u PQ čvorove sa injektiranjem jednakim zadatoj aktivnoj snazi i reaktivnom ograničenju koje je narušeno, a onda se proračun ponovo radi. Ovo se ponavlja sve dok sve generatori ne budu u okviru svojih reaktivnih ograničenja. To je tzv. algoritam proračun sa pogledom unazad (eng. *backward-looking algorithm*) čiji detalji nisu predmet ovog rada. U ovom konkretnom slučaju bilo je potrebno proračun tokova snaga i naponskih prilika uraditi 3 puta da bi svi generatori bili u okvirima svojih reaktivnih ograničenja.



Slika 1. Algoritam kontinualnog proračuna tokova snaga i naponskih prilika.

Kod povećavanja aktivne snage potrošnje u odabranim čvorovima, reaktivna snaga potrošnje se uvećava za isti procenat svoje početne vrednosti i na isti način kao aktivna snaga,

analogno relaciji (2). Zbog toga, odnos aktivne i reaktivne snage potrošnje, odnosno faktor snage, ostaje isti tokom kompletnog kontinualnog proračuna tokova snaga i naponskih prilika.

Napomena: Kada se proračun tokova snaga i naponskih prilika radi na modelu prenosnog sistema Srbije od oko 500 čvorova regularnom Newton-Raphson metodom, potrebno je 4 ili 5 iteracija da proračun konvergira ako se koristi tzv. flat-start

metoda. Flat-start metoda se uvek koristi kod prvog proračuna tokova snaga i naponskih prilika kada nisu poznati rezultati prethodnog proračuna. Ova metoda polazi od zadatih napona u generatorskim čvorovima i 1 r.j. u potrošačkim čvorovima, s tim da su početni uglovi u svim čvorovima nula. Primer Flat-start proračuna za nekoliko čvorova u EES Srbije, prikazan je na slici 2.

```
iteration=0|Node:JARAND5|Mismatch by P=0.01210|Voltage=0.50513|Angle=-0.65718|Node:JARAND5|Mismatch by Q=0.00248|Voltage=0.50513|Angle=-0.65718
iteration=1|Node:JKOLUB51|Mismatch by P=0.00040|Voltage=0.89384|Angle=-0.19083|Node:JPRPPA21|Mismatch by Q=0.00073|Voltage=1.07225|Angle=-0.00369

iteration=0|Node:JKOLUB51|Mismatch by P=0.00040|Voltage=0.89384|Angle=-0.19083|Node:JTMORA5|Mismatch by Q=0.00572|Voltage=0.92267|Angle=-0.18712
iteration=1|Node:JOBREN12|Mismatch by P=0.00050|Voltage=1.02983|Angle=0.11461|Node:JPRPPA21|Mismatch by Q=0.00049|Voltage=1.07225|Angle=-0.00362

iteration=0|Node:JOBREN12|Mismatch by P=0.00050|Voltage=1.02983|Angle=0.11461|Node:JHVRL25|Mismatch by Q=0.00109|Voltage=1.05827|Angle=-0.15239
iteration=1|Node:JOBREN12|Mismatch by P=0.00043|Voltage=1.02983|Angle=0.11463|Node:JRPMLA11|Mismatch by Q=0.00049|Voltage=1.03028|Angle=0.12110
```

Slika 2. Primer Flat-start proračuna za nekoliko čvorova u EES Srbije realizovan u programu CASE

U CASE je implementiran poseban dijalog prozor u kome se vrši izbor čvorova za koje se crtaju P-V krive kao i izbor generatora koji učestvuju u povećanju aktivne snage. U ovom dijalog prozoru korisnik definiše broj slučajeva u kojima se sukcesivno povećavaju aktivna snaga potrošnje i proizvodnje u izabranim čvorovima i generatorima, procenat povećanja potrošnje u odnosu na inicijalnu snagu u čvoru i opsezi X i Y ose za crtanje grafika.

II IMPLEMENTACIJA NAPONSKE STABILNOSTI U POWERFACTORY

Proračun naponske stabilnosti u PowerFactory, odnosno određivanje P-V krive, obavlja se pokretanjem DPL (DIgSILENT Programming Language) skripta. Korisnik na jednopolnoj šemi označi opterećenja i čvorove za koje će biti određivana P-V kriva i pokrene DPL skript. Pri tom ne postoji mogućnost izbora generatora koji učestvuju u povećavanju snage u sistemu već se sva snaga za koju se potrošnja poveća nadoknađuje iz balansno-referentnog generatora.

U PowerFactory se može naći opis DPL skripta koji se koristi za određivanje P-V krivih. U ovom opisu je naznačeno da se PV krive određuju povećavanjem aktivne snage potrošnje u odabranim čvorovima pri čemu se faktor snage održava konstantnim. Povećanje snage se radi sve dok proračun tokova snaga i naponskih prilika ne prestane da konvergira. Proračunate P-V krive se automatski prikazuju.

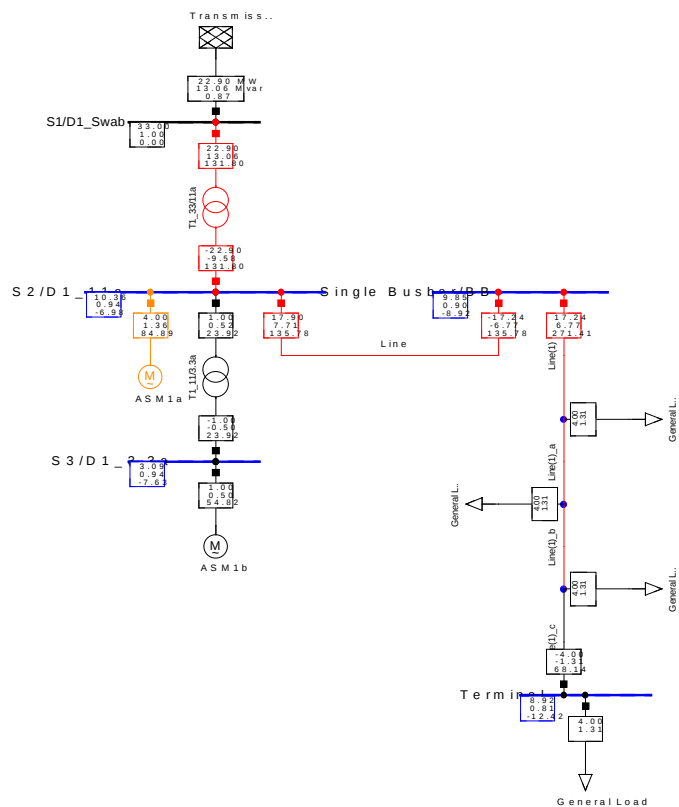
III UPOREDNA ANALIZA REZULTATA PRORAČUNA NAPONSKE STABILNOSTI U CASE I POWERFACTORY

Jednopolne šeme školskog modela dela distributivnog sistema na kom je izvršeno poređenje rezultata proračuna u CASE i PowerFactory prikazane su na slici 3. Na slikama su prikazani rezultati proračuna tokova snaga i naponskih prilika u osnovnom stanju. U CASE znak minus ispred toka aktivne ili reaktivne snage na vodu ili transformatoru znači da je smer toka ove snage suprotan strelici na elementu. PowerFactory nema pridružene strelice koje označavaju smer toka aktivne snage i smer toka

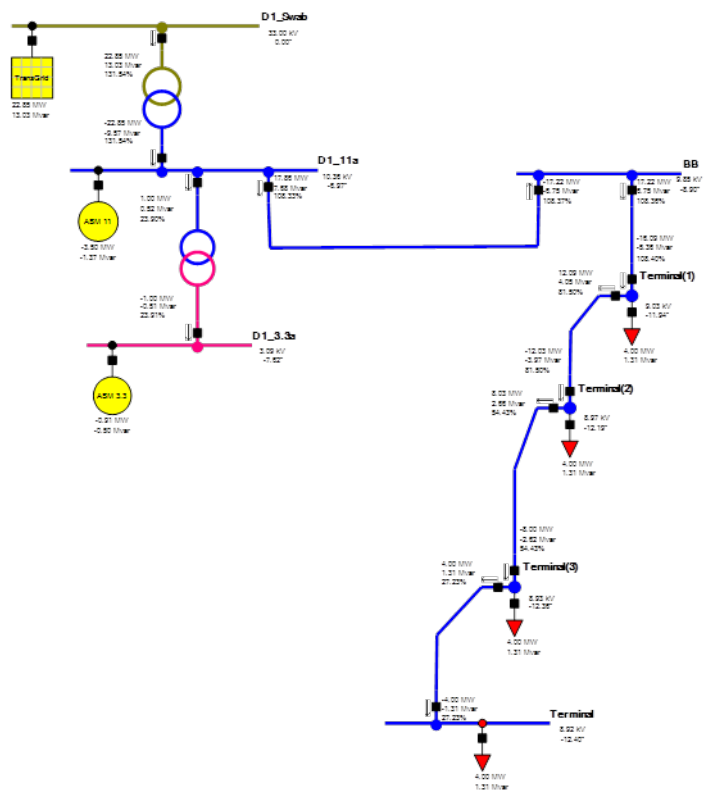
snage, aktivne ili reaktivne, je uvek od pozitivnih ka negativnim vrednostima na vodu ili transformatoru. Za slučaj asinhrona mašine u CASE, znak minus označava da je u pitanju motorni režim rada. U PowerFactory asinhroni motor je označen sa „M“ na samom elementu i nema znaka minus ispred vrednosti za snage. Ovaj model ima 8 čvorova tri naponska nivoa: 1 čvor 35 kV, 7 čvorova 10 kV i 1 čvor 3,3 kV. Balansno-referentni generator je spoljašnji sistem, odnosno element kojim se modeluje uticaj sistema na koji se priključuje model sa slike, i koji je na slici označen sa „TransGrid“. Model sadrži i dva asinhrona motora od kojih je jedan priključen na 10 kV a drugi na 3,3 kV. Na 4 čvora priključena je potrošnja konstantne snage $P+jQ = 4+j1,31$ MW/MVar. Sa slike koje prikazuju tokove snaga i naponske prilike u osnovnom stanju se vidi da je početna radna tačka u oba programa ista. Na primer, vrednost napona na krajnjoj sabirnici koja je označena sa „Terminal“ iznosi 8,92 kV u oba programa, dok je ugao napona u CASE $-12,40^\circ$ a u PowerFactory $-12,42^\circ$. Ukratko, proračunati moduli napona čvora „Terminal“ su isti u oba programa dok je razlika uglova napona je zanemarljiva i iznosi svega $0,02^\circ$.

Na slici 4 su prikazane P-V krive za čvor „Terminal“ koje su dobijene u CASE i u PowerFactory. Vrednosti kolena P-V krive u CASE iznose $P=0,12$ r.j. i $V=0,54$ r.j. U PowerFactory se vrednost aktivne snage daje u MW a vrednost napona u r.j. Sa slike se vidi da je vrednost napona na približno polovini podeoka između 0,5 r.j. i 0,6 r.j. dok je vrednost aktivne snage oko 12 MW. Pošto je bazna snaga sa kojom su rađeni proračuni u CASE 100 MVA, vrednost aktivne snage kolena P-V krive dobijene u CASE je 12 MW. Iz dobijenih rezultata se vidi da programi daju skoro identične rezultate. Razlika u radu programa je u tome što CASE određuje i donji deo P-V karakteristike, dok PowerFactory prestaje da konvergira zaključno sa kolenom karakteristike. Slična je situacija i sa nekim drugim komercijalnim programima poput PowerWorld koji takođe prestaje da konvergira zaključno sa kolenom karakteristike [3]. Matlab EES simulator proračun završava dostizanjem kolena karakteristike, odnosno kritične tačke kako je to nazvano u [4].

a)



b)

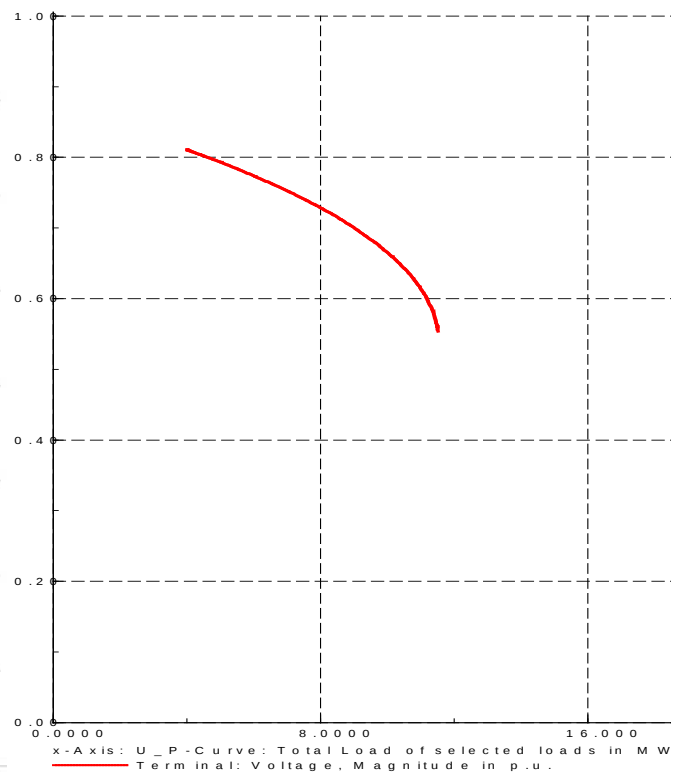


Slika 3. Jednopolne šeme sa rezultatima proračuna tokova snaga i naponskih prilika u osnovnom stanju u a) CASE, b) PowerFactory

a)



b)



Slika 4. P-V krive dobijene u a) CASE i u b) PowerFactory

IV PRORAČUN NAPONSKE STABILNOSTI NA REALNOM PRENOSNOM SISTEMU EES SRBIJE

Rezultati proračuna rađenih u CASE-u korišćenjem realnog modela EES Srbije već su ranije publikovani bilo da se radilo o implementaciji sprežanja CASE-a sa EnergyPlan-om [5] bilo da se radilo o planiranju rada EES Srbije u uslovima velike proizvodnje solarnih elektrana [6]. Tada je modelovan EES Srbije sa delovima susednih sistema od uticaja.

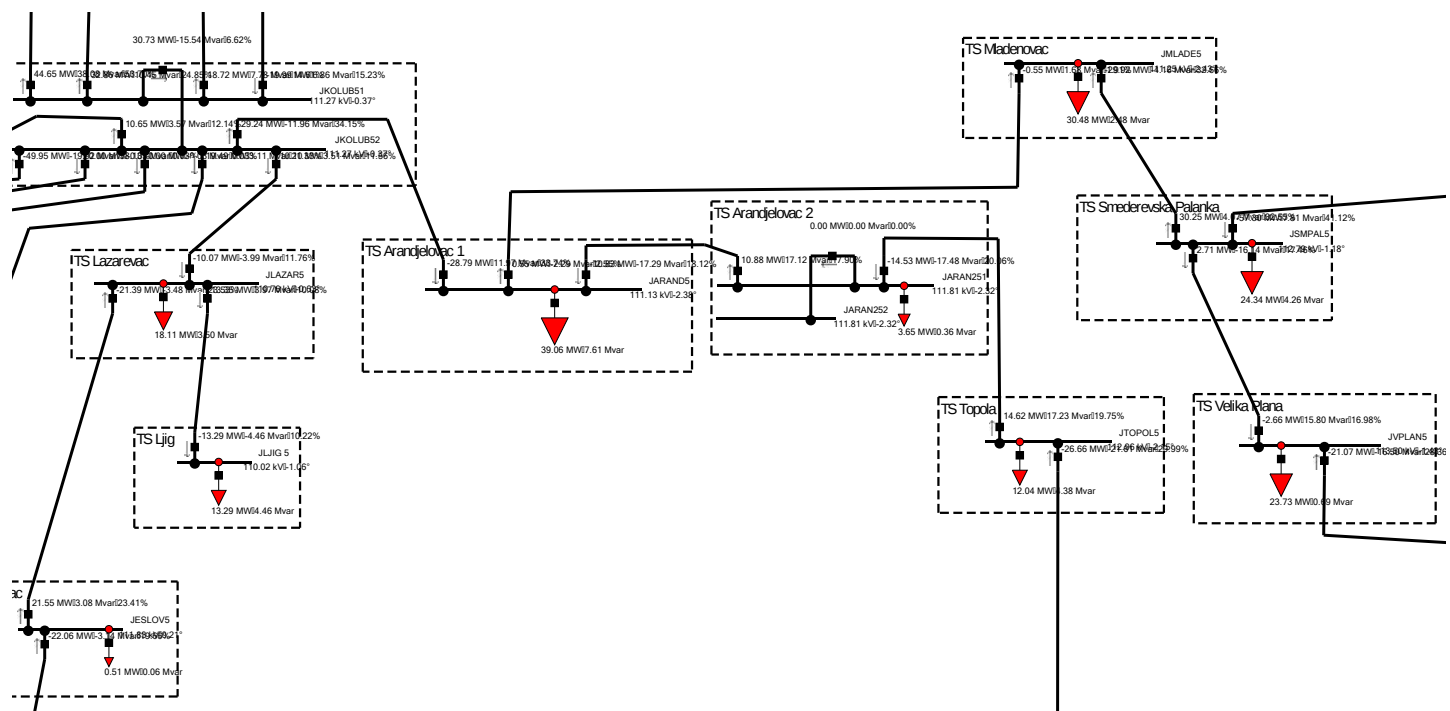
Određivanje P-V krivih za više čvorova istovremeno u prenosnom sistemu Srbije je urađeno na realnom modelu prenosnog sistema Srbije sa oko 523 čvora, 646 vodova, 59 transformatora i 45 generatora. To je model sistema od 13.11.2024. godine u 19:30 u kome je uticaj susednih sistema modelovan kao injektiranja u graničnim, tzv. X čvorovima, osim 400 kV sabirnica Portile De Fier u Rumuniji. Ovakav nivo modelovanja, bez zatvaranja prvih 400 kV i 220 kV prstenova u susednim sistemima, je opravdan imajući u vidu da se analizira mreža 110 kV u centralnoj Srbiji. Ukupan konzum regulacione oblasti Srbije iznosi u ovom modelu iznosi oko 5000 MW, dok je izvoz približno 240 MW. Gubici aktivne snage iznose oko 100 MW što je 2% u odnosu na konzum regulacione oblasti Srbije. Za balansno-referentni generator odabrana je rumunska hidroelektrana (HE) Portile De Fier koja je kratkim interkonektivnim dalekovodom (DV) 400 kV broj 405 vezana sa HE Đerdap 1. Praksa je da balansno-referentni generator uvek bude u velikoj regulacionoj elektrani koja se nalazi električno daleko od analiziranog dela sistema.

Proračuni naponske stabilnosti, odnosno određivanje P-V krivih, nisu rađeni u PowerFactory pošto studentska licenca ima ograničenje do 50 čvorova. Zbog toga su urađeni i prikazani samo rezultati proračuna u CASE. Proračun je rađen za

transformatorske stanice (TS) 110/X kV tzv. centralno-šumadijske transverzale: Lazarevac, Ljig, Aranđelovac 1, Mladenovac, Topola, Velika Plana i Smederevska Palanka. Najveći deo konzuma ovih TS 110/X su domaćinstva. Zbog toga TS Aranđelovac 2 nije stavljen u listu pošto on napaja privredne potrošače u industrijskog zoni Aranđelovca. Analogno tome, ni elektrovučno postrojenje (EVP) Slovac nije stavljeno u listu. Jednopolna šema ovog dela 110 kV prenosnog sistema prikazana je na slici 5. Jedina TS 110/X kV koja je radijalno napajana na naponskom nivou 110 kV je TS Ljig. Na slici su prikazani tokovi snaga i naponske prilike u osnovnom stanju. Sa slike se vidi da u osnovnom stanju nema 110 kV sabirnica u ovom delu sistema sa naponom nižim od 110 kV. Najopterećeniji transformatori u modelu su transformatori 220/110 kV u TS Sremska Mitrovica 2 i Kraljevo 3 sa približno 60% svaki, a najopterećeniji DV-i su DV 110 kV Pazova – Indija i DV 110 kV Beograd 3 – Beograd 16 sa oko 82% oba.

Svih 7 prethodno pobrojanih čvorova, odnosno TS, nalaze se direktno ili indirektno priključeni između jakih naponskih čvorišta: i) TS Aranđelovac 1, TS Lazarevac i indirektno TS Ljig preko TS Lazarevac su priključeni na 110 kV razvodno postrojenje Kolubara; ii) TS Smederevska Palanka je priključena na TS 400/220/110 kV Smederevo 3; iii) TS Topola je priključena na TS 400/110 kV Kragujevac 2; iv) TS Velika Plana je preko EVP Markovac priključena na 110 kV postrojenje termoelektrane Morava. Zbog toga, svoje električne povezanosti i prirode konzuma ovih 7 TS su odabrane da budu u grupi u kojoj će se snaga svih njenih TS istovremeno povećavati.

Za elektrane u kojima će se snaga povećavati proporcionalno njihovoj rezervi, kako je to opisano u delu II, odabrane su: HE Đerdap 1, HE Bajina Bašta, RHE Bajina Bašta i HE Bistrica.



Slika 5. Tokovi snaga i naponske prilike centralno-šumadijskog dela prenosne 110 kV mreže

Na slici 6 su prikazane dobijene P-V krive za prethodno pobrojanih 7 čvorova. Snaga potrošnje je kod svih osam čvorova istovremeno povećavana u 840 iteracija, odnosno 840 sukcesivnih slučajeva. Sa slike se vidi da se jedino napon u TS Lazarevac nije spustio ispod 0.15 r.j., dok se u TS Mladenovac spustio na vrednost skoro blisku nuli. TS Aranđelovac ima najveću moguću snagu potrošnje od 2.16 r.j., odnosno od 216 MW. To je jednim delom iz razloga što je početna potrošnja ove TS najveća, pa je najveće apsolutno povećanje potrošnje baš u ovom čvoru jer se potrošnja u svakom čvoru uvećava za određeni procenat početne potrošnje. Međutim, ovaj razlog ne mora da bude presudan. Sa slike se vidi da je TS Velika Plana druga TS po redu po veličini maksimalne snage potrošnje iako je njena početna potrošnja manja od početne potrošnje TS Smederevska Palanka i TS Mladenovac.

Veličina maksimalne snage potrošnje nekog čvora zavisi od više faktora:

- umreženosti čvora, odnosno broja vodova kojima je on povezan sa sistemom;
- električne udaljenosti naponski krutih čvorova;
- veličine početne potrošnje čvora;
- veličine i tipa potrošnje električno bliskih čvorova;
- režima rada sistema.

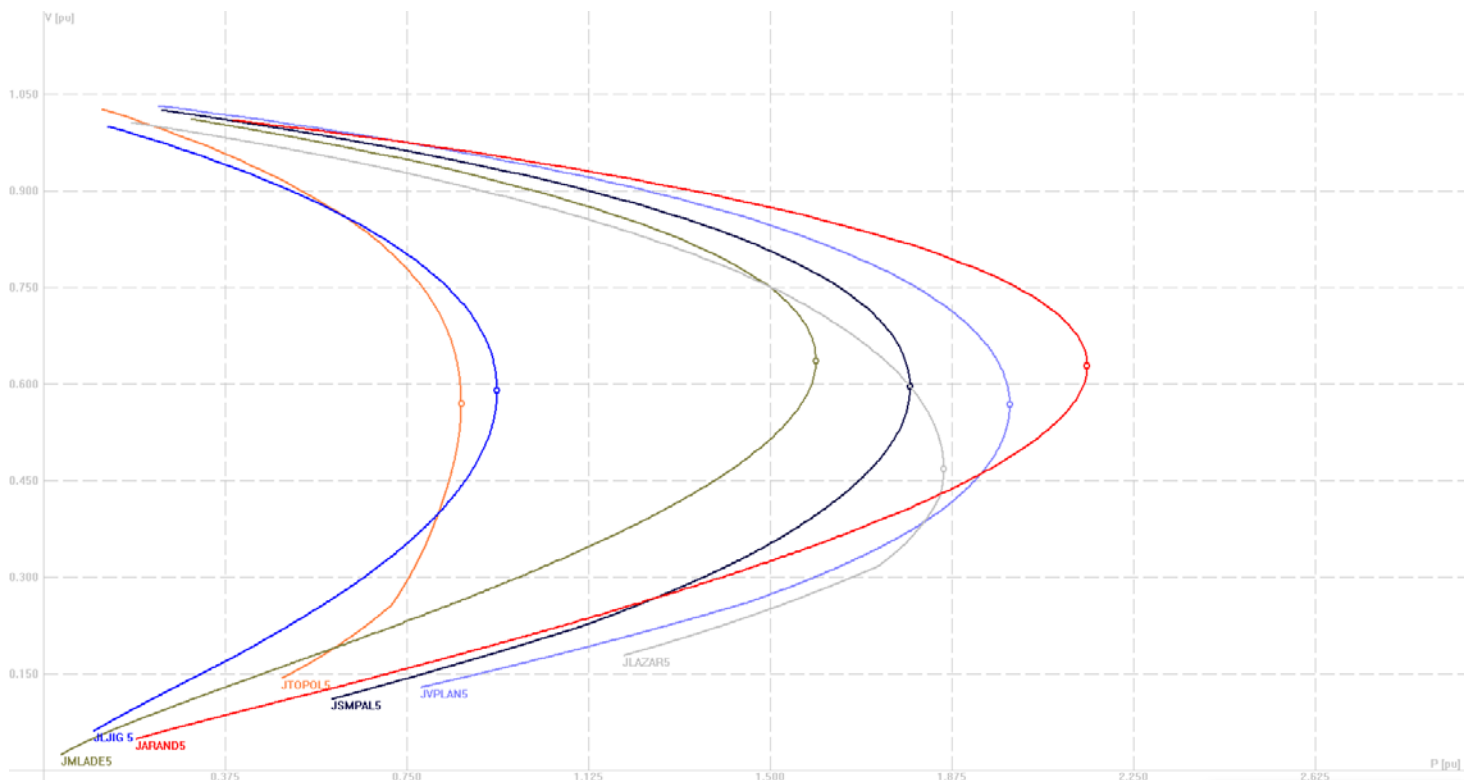
U konkretnom slučaju prikazanom na narednoj slici većina TS svoju maksimalnu potrošnju dostiže za vrednost napona blisku 0.6 r.j. Izuzetak je jedino TS Lazarevac kojoj je napon u kolenu

karakteristike niži od 0.6 r.j., preciznije 0.47 r.j.

Kao što se sa naredne slike može videti, apsolutna vrednost izvoda napona po aktivnoj snazi napona veća je na donjem delu P-V krive nego na gornjem. Drugim rečima, P-V krive imaju veći pad u svom donjem nego u gornjem delu.

Uvek se može postaviti pitanje zbog čega nam je potrebno da odredimo donji deo P-V krive kada znamo da je koleno krive granica stabilnog rada i da u donjem delu P-V krive ne može biti ravnotežna radna tačka. Odgovor na ovo pitanje može se dati slikovito poređenjem gornjeg dela P-V krive sa putem, a donjeg dela sa liticom iznad koje je put izgrađen. Potrebno je da znamo koliko je ta litica opasna, odnosno koliko je strma i duga, iz dva razloga:

- [1] mera zaštite na putu koje se preduzimaju tokom izgradnje puta poput zaštitnih bankina koje sprečavaju da kola skliznu s puta. Ove mere zaštite su analogne merama koje se u EES preduzimaju radi ukrućivanja napona kao što su ugradnja sinhronih kondenzatora, statičkih naponskih regulatora ili automatskih regulatora napona na transformatorima;
- [2] opreza tokom vožnje koji je analogan načinu upravljanja sistemom u smislu isključivanja pojedinih elemenata prenosnog i distributivnog sistema, odnosno vodova i transformatora, tokom remonata ili privremenog prebacivanja napajanja određenog dela potrošnje.



Slika 6. P-V krive određene za 7 čvorova 110 kV istovremeno

Rezultati proračuna kolena P-V krivih prikazani su u tabeli 1. Neophodno je napomenuti da prilikom proračuna P-V krivih i određivanja njihovih kolena u obzir nisu uzimana preopterećenja elemenata mreže, vodova i transformatora, niti narušenja naponskih ograničenja u čvorovima.

Tabela 1. Proračunate maksimalne snage i naponi potrošnje u čvorovima – kolena PV krivih

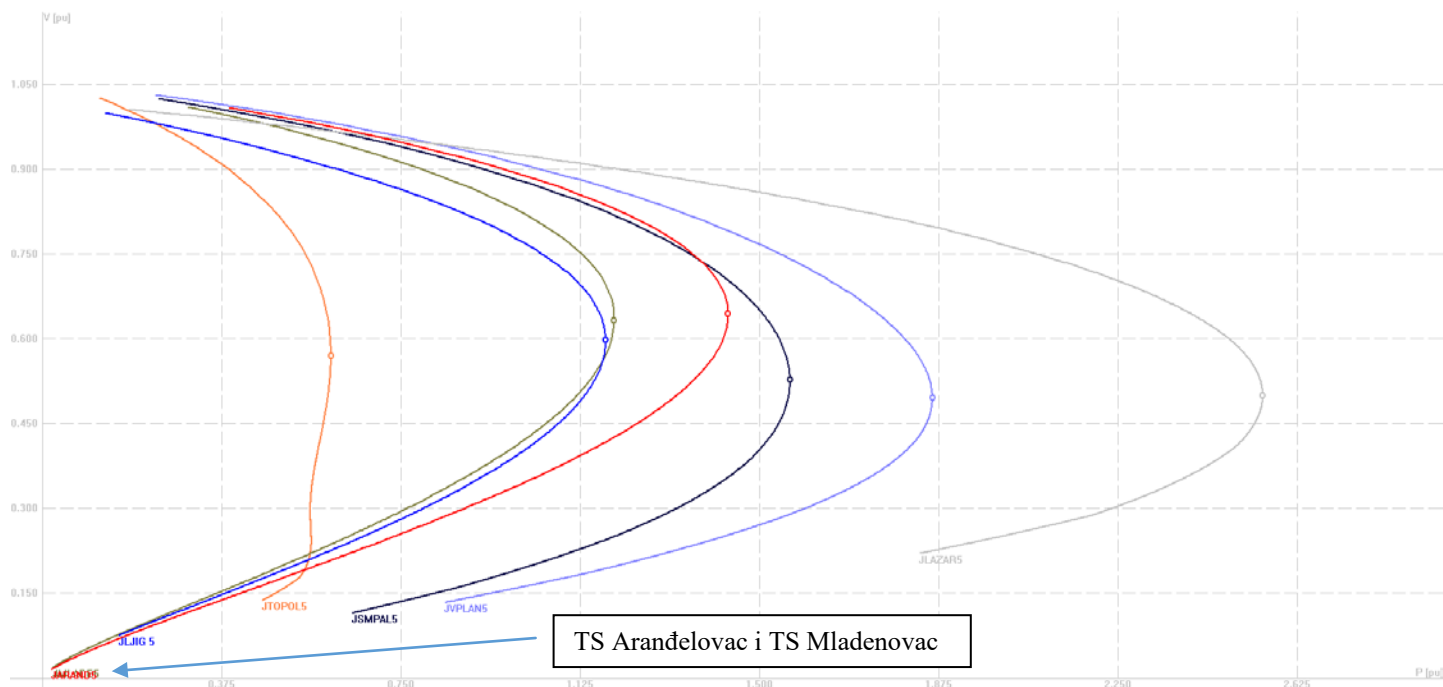
TS	P [r.j.]	V [r.j.]
Arandelovac 1	2,16	0,63
Velika Plana	1,99	0,57
Lazarevac	1,86	0,47
Smederevska Palanka	1,78	0,60
Mladenovac	1,59	0,64
Ljig	0,94	0,59
Topola	0,86	0,57

U nameri da se prikaže uticaj topologije mreže na rezultate proračuna, u TS Arandelovac 1 isključen je DV 110 kV RP Kolubara – TS Arandelovac 1. Na slici 7. prikazani su dobijene P-V krive dok su u narednoj tabeli prikazani su rezultati proračuna kolena P-V krivih za slučaj isključenja ovog DV 110 kV. Proračunata maksimalna snaga potrošnje TS Arandelovac 1 je sada 1,43 r.j., što je 0,73 r.j., odnosno 73 MW,

manje nego u slučaju pre isključenja DV. Smanjenje maksimalne snage potrošnje TS Arandelovac 1 je očekivano s obzirom da je isključen DV 110 kV koji ovu TS spaja sa jakim naponskim čvorom - RP Kolubara. Iz istog razloga su smanjene maksimalne snage potrošnje TS Mladenovac, TS Smederevska Palanka, TS Velika Plana i TS Topola jer su ove TS indirektno na naponskom nivou 110 kV, preko TS Arandelovac 1, bile povezane sa RP Kolubara. Maksimalna snaga potrošnje značajno je povećana u TS Lazarevac, sa 1,86 r.j. na 2,55 r.j., jer se u ovom slučaju snaga potrošnje prenosi sa RP Kolubara samo na TS Lazarevac i TS Ljig kojima se određuje P-V kriva.

Tabela 2. Proračunate maksimalne snage i naponi potrošnje u čvorovima – kolena PV krivih za slučaj isključenja DV RP Kolubara – TS Arandelovac 1

TS	P [r.j.]	V [r.j.]
Arandelovac 1	1,43	0,64
Velika Plana	1,86	0,50
Lazarevac	2,55	0,50
Smederevska Palanka	1,56	0,53
Mladenovac	1,20	0,63
Ljig	1,18	0,60
Topola	0,60	0,57



Slika 7. P-V krive određene za 7 čvorova 110 kV istovremeno kada je DV 110 kV RP Kolubara – TS Arandelovac isključen u TS Arandelovac 1

V ZAKLJUČAK

U radu je razmatrana problematika naponske stabilnosti na male poremećaje. Prikazan je algoritam kontinualnog proračuna tokova snaga i naponskih prilika koji je implementiran u CASE, koji se koristi za određivanje P-V krive, i dat komparativni prikaz rezultata proračuna programa CASE i PowerFactory. Poređenje rezultata proračuna dva programa urađeno na je na

istom, školskom, modelu koji sadrži osam čvorova. Dobijeni rezultati proračuna u oba programa su skoro identični s tim da PowerFactory nema mogućnost određivanja donjeg dela P-V krive.

U drugom delu rada prikazani su rezultati proračuna, odnosno P-V krive, dobijeni na realnom modelu prenosnog sistema Srbije u programu CASE koji sadrži nešto više od 500 čvorova. Ovi

proračuni nisu mogli biti izvedeni u PowerFactory jer studentska licenca, korišćena u ovom radu, ne podržava modele veće od 50 čvorova.

LITERATURA

- [1] Korbalei F., Abbasi S., Shabani H. R. *Voltage Stability in Electrical Power Systems: Concepts, Assessment, and Methods for Improvement*, IEEE Press, John Wiley & Sons, Hoboken, New Jersey, USA, 2023.
- [2] Kundur P. *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, New York, USA, 2009.
- [3] Voltage Stability Concepts, <https://www.powerworld.com/files/S06PVCurvesVideo.pdf>
- [4] Anand, U.P., Dharmeshkumar, P. Voltage Stability Assessment Using Continuation Power Flow, *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*, Vol. 2, No 8, pp. 4013-4022, 2013.
- [5] Rajaković, N., Ivanović, B., Batas Bjelić, I., Rajić, T. Sprega simulacionog planerskog alata sa alatom za proračun tokova snaga: Studija slučaja Republike Srbije, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 25, No. 2, pp. 16-21, 2023, <https://doi.org/10.46793/EEE23-2.16R>
- [6] Ivanović, B., Batas Bjelić, I., Rajaković, N., Rajić, T. Planiranje i rad elektroenergetskog sistema u uslovima velike proizvodnje električne energije iz solarnih elektrana, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 26, No. 3, pp. 43-47, 2024. <https://doi.org/10.46793/EEE23-3.43I>

AUTORI

dr Bojan Ivanović, ODS Elektrodistribucija Srbije, bojan.ivanovic2@es.rs, ORCID [0009-0008-4743-8559](https://orcid.org/0009-0008-4743-8559)
dr Tomislav Rajić, docent, Univerzitet u Beogradu – Elektrotehnički fakultet, Beograd, Srbija, rajic@etf.rs, ORCID [0000-0003-4796-4117](https://orcid.org/0000-0003-4796-4117)

Comparative Analysis of CASE and PowerFactory Voltage Stability Modules

Abstract – Small-signal voltage stability calculation is rarely or almost not carried out at all in long term plans and studies of power system development. On the results of this stability calculation is estimation of consumption maximum power at particular node. It is point at which active power at so called P–V curve has a maximum value. This point and entire P–V curve are determined by software using load flow calculation which is carried out for many cases whereby in each subsequent case power consumption of analysed node or group of nodes is increased by a certain value. Comparative analysis of CASE and DIgSILENT PowerFactory modules for small signal voltage analyses is conducted in this paper. Theoretical background of small signal voltage stability is briefly given at the paper beginning. Afterwards, it is presented how voltage stability modules work in both software along with comparative analysis of calculation results using the same, educational, simulation model. CASE calculation results using real model of Serbian transmission system are given at the final chapter of the paper.

Index terms – Voltage stability, P–V Curve, CASE, PowerFactory

Projektovanje i održavanje električnih instalacija solarnih elektrana za napajanje baznih stanica mobilne telefonije

Samed Mušović*, Saša Štatkić**, Željko V. Despotović***

* EuroTeleSities d.o.o, Novi Beograd

** Fakultet tehničkih nauka u Kosovskoj Mitrovici, Kosovska Mitrovica

*** Institut Mihajlo Pupin, Univerzitet u Beogradu, Beograd

Rezime - U radu je prikazan koncept sistema radio baznih stanica, njihova funkcija kao i topologije solarnog napajanja. U radu je dat detaljniji opis implementacije solarnih elektrana na radio baznim stanicama kao i neke metode projektovanja koje se odnose na specijalne elektroenergetske instalacije kao što je solarno napajanje prikazano u ovom radu. Navedene su sve prednosti i mane projekta izgradnje solarnih elektrana na radio baznim stanicama i prikazana su praktična tehnička rešenja pri održavanju električnih instalacija u sistemu napajanja, a koja su deo svakodnevne prakse. Na kraju rada, dati su rezultati projektovanja i izvođenja solarnog napajanja izlazne snage 8 kW na radio baznoj stanici „Kumane“.

KLjučne reči - Radio bazna stanica, solarna elektrana, napajanje, specijalne instalacije, distributivna mreža

I UVOD

U savremenom društvu, mobilna komunikacija predstavlja ključnu komponentu globalne povezanosti i razvoja tehnologije. U srcu ovog dinamičkog sistema nalaze se bazne stanice, temeljna infrastruktura koja omogućava bežični prenos podataka i obezbeđuje neprekidnu vezu između korisnika i mreže. Kroz vreme, evolucija baznih stanica je bila nezaustavljiva, od pionirskih dana analognih sistema do savremenih 5G tehnologija koje omogućavaju revoluciju u načinu na koji doživljavamo mobilnu komunikaciju. U ovom radu će fokus istraživanja biti usmeren na napajanje baznih stanica i mešovite izvore električne energije, kao što su solarni sistemi odnosno solarne elektrane. One su u poslednje dve decenije doživele totalnu ekspanziju na našim prostorima i imaju primenu u mnogim sferama [1-4] pa tako i u napajanju baznih stanica mobilne telefonije. Treba napomenuti da energija sunca nije konstantna i da zavisi od doba godine, meseca, pa čak i dnevnih intervala, tako da ovi sistemi koji moraju inače biti pouzdani ne mogu se bazirati isključivo na ovom tipu energije, ma koliko je ona neiscrpna i svuda dostupna. Stoga se, zbog sigurnosti i pouzdanosti prenosnog puta mobilne telefonije, uporedo sa solarnim napajanjem primenjuje i elektrodistributivna (EDB) mreža, monofazna 230 V, 50 Hz ili trofazna 400 V, 50 Hz [5-9].

U radu su razmotrene sve prednosti, ali i mane projektovanja i izgradnje solarnih elektrana na radio baznim stanicama i prikazana su praktična tehnička rešenja za održavanje električnih instalacija u sistemu napajanja, koja su deo svakodnevne prakse.

Na kraju rada su dati rezultati projektovanja i izvođenja solarnog napajanja izlazne snage 8 kW na radio baznoj stanici „Kumane“.

II OSNOVNE NAPOMENE O RADIO BAZNIM STANICAMA

Radio bazne stanice danas imaju glavnu ulogu u mobilnim telekomunikacijama. One predstavljaju ključnu infrastrukturu u uspostavljanju bežične veze između korisničkih uređaja kao što su mobilni telefoni, tableti i telekomunikacione mreže. Njihova uloga kreće od osnovne pokrivenosti do podrške širokom spektru bežičnih usluga, od glasovnih poziva do prenosa podataka sa visokim protokima.

Sam razvoj radio baznih stanica od analognih sistema do 5G sistema predstavlja jednu kompletnu evoluciju, ne samo u tehničkom smislu nego transformaciju u načinu života kao i poslovanja u današnjici [10]. Na Slici 1. je dat prikaz izgleda vrha rešetkastog antenskog stuba jedne radio bazne stanice u ekološkom okruženju.



Slika 1. Izgled vrha rešetkastog stuba jedne radio bazne stanice

Kada se gleda sa aspekta tehničke strane, kako je tehnologija baznih stanica u mobilnim telekomunikacijama iz godine u godinu evoluirala i nadograđivala se, tako je potreba za sve većim utroškom električne energije rasla. Tehnički aspekti radio baznih stanica obuhvataju širok spektar tehničkih detalja hardvera, softvera kao i komunikacione protokole [11-13]. Nasuprot svemu ovome i kompleksnosti sistema, redosled i

značaj svih komponenti baznih stanica je manje-više ostao isti, tako da će u nastavku biti opisane neke od glavnih komponenti jedne tipične bazne stanice i ukratko njihova uloga.

Na Slici 2. su prikazane osnovne komponente tipične bazne stanice mobilne telefonije: (1) antena, (2) radio-frekventni (RF) predajnik, (3) prijemnici (tzv. "receivers") i predajnici (tzv. "transmitters"), (4) kontrolna jedinica, (5) sistem hlađenja, (6) baterije ("back-up" sistem), (7) sistem monitoringa, (8) kablovska i spojna oprema i (9) sistem napajanja, [14].

Antena kao jedan od osnovnih komponenti bazne stanice je odgovorna za prijem i slanje radio signala. Antena emituje signale prema mobilnim uređajima (*downlink*) i prima signale od njih (*uplink*). Uglavnom se koriste sektorske i link antene.

RF predajnici ili moduli imaju ulogu da električne signale pretvaraju u radio frekventne signale koji se zatim šalju posredstvom antene.

Prijemni i predajni deo se sastoji od uređaja koji omogućavaju baznoj stanici simultano primanje i slanje podataka na različitim frekvencijama, čime se uspostavlja pouzdana i sigurna komunikacija sa mobilnim uređajima i drugim baznim stanicama.

Kontrolna jedinica predstavlja srž svake radio bazne stanice, gde se odvijaju ključni procesi. To obuhvata regulaciju snage signala, upravljanje uključanjem i isključenjem uređaja, kao i promenu frekvencija i ćelija. Smeštena je u ormanu sa ostalim kontrolnim jedinicama. Komponente koje su navedene čine glavni deo svake radio bazne stanice. Pored njih postoji oprema koja je takođe potrebna i bez koje radio bazna stanica ne bi mogla da funkcioniše.

Komponente za hlađenje kao što su ventilatori i klima uređaji čine sastavni deo sistema za odvođenje toplote iz bazne stanice koja je posledica velikog zagrevanja same opreme u ormanu ili nekoj zasebnoj prostoriji.

Baterije su sastavni deo skoro svakog rek ormana radio bazne stanice i one imaju ulogu da uspostave rad bazne stanice ukoliko je došlo do nestanka osnovnog napajanja, usled nestanka napona iz mreže. U zavisnosti od vrste i veličine bazna stanica može da radi posredstvom baterija obično nekoliko časova.

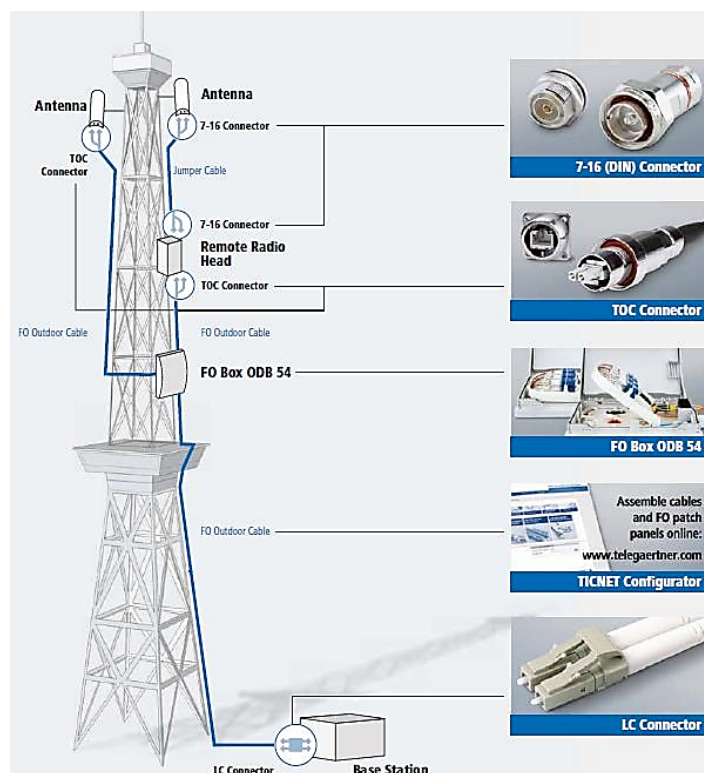
Monitoring centar (tzv. "Network Management System"), omogućava operateru da daljinski upravlja i nadgleda rad bazne stanice, uključujući praćenje performansi, dijagnostiku kvarova i konfiguraciju.

Kablovi i konektori povezuju sve komponente bazne stanice, uključujući antene, RF predajnik, kontrolnu jedinicu itd.

Radio bazna stanica predstavlja složeni sistem telekomunikacione opreme koja je u neprekidnom radu i kao takvoj neophodno joj je neprekidno električno napajanje. Šta više, ovaj sistem je ključan za pouzdan i neprekidan rad bazne stanice.

Kao osnovni vid napajanja radio bazne stanice koristi se električna energija koja se dobija iz same EDB mreže, koja je najpristupačnija i predstavlja najefikasniji i najpouzdaniji izvor energije. Geografski faktori koji utiču na samu poziciju bazne stanice dovode do toga da na nekim lokacijama ne postoji

izgrađena infrastruktura distributivne mreže i samim tim takav vid napajanja nije moguć. U takvim situacijama se primenjuju drugi izvori energije kao što su: (1) dizel (ili benzinski) električni generatori i (2) solarni sistemi bazirani na fotonaponskim panelima [15-18].



Slika 2. Prikaz glavnih komponenti bazne radio stanice [14]

III PROJEKTOVANJE FOTONAPONSKOG NAPAJANJA NA RADIO BAZNOJ STANICI „KUMANE“

Fotonaponske "On-grid" solarne elektrane povezuju se na električnu mrežu i koriste fotonaponsku tehnologiju za generisanje električne energije iz energije sunčevog zračenja. Projekat fotonaponske "On-grid" solarne elektrane na radio baznim stanicama predstavlja potpunu tehničku inovaciju u pogledu samog sistema i prednosti koji ovaj projekat donosi. Naime na baznoj stanici je planirano postavljanje solarnih sistema napajanja koji se priključuje na postojeću EDB mrežu, u skladu sa važećim propisima u Republici Srbiji i Opštim tehničkim uslovima Elektro distribucije.

Površina bazne stanice iznosi oko 100 m² i ograđena je zaštitnom žičanom ogradom, a sačinjavaju je: kablovska priključna kutija (KPK), razvodni orman, telekomunikaciona oprema, nosači kablova i antenski stub na betonskom platou. Prostor raspoloživ za montažu solarnih panela iznosi oko 40 m² i kompletno je betoniran. Na lokaciji grada Zrenjanin, mesto Kumane, instalisano je 16 solarnih panela izrađenih od monokristalnog silicijuma, svaki nominalne snage 550 Wp (ukupna instalisana vršna snaga 8,8 kWp). Za ovakvu montažu panela predviđena je noseća konstrukcija visine 2,5 m, kako bi se obezbedio nesmetan prilaz postojećoj opremi. Po ovom modelu, energija proizvedena u solarnoj elektrani koristi se za delimično ili potpuno pokrivanje potrošnje instalisane opreme za komunikaciju (oko 6÷7 kW) i

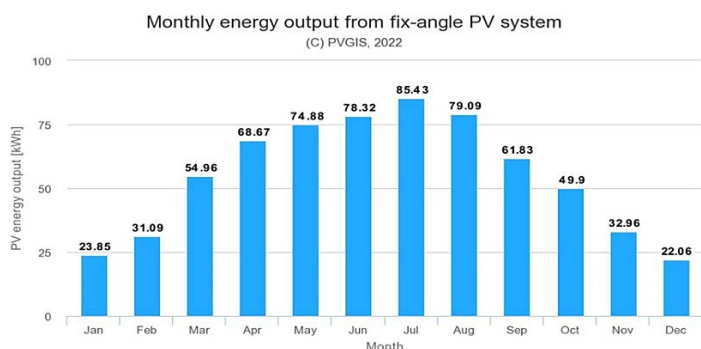
ostalih potrošača (oko 1 kW) u vremenskom periodu u kojima je moguće njeno generisanje. Razlika ili potpuno snabdevanje energijom (kada solarna energija ne generiše) bi se ostvarivalo iz EDB mreže. U slučaju kada je proizvodnja iz solarne elektrane veća od potrošnje instalisane opreme, višak proizvedene energije se vraća u EDB mrežu, čime investitor umanjuje svoje račune za električnu energiju.

Dijagram potrošnje bazne stanice "Kumane" za interval od 7 dana (nedeljna potrošnja) je dat na Slici 3. Može se uočiti da aktivna snaga u toku 4-5 dana varira između 2,6 kW i 3,5 kW.



Slika 3. Vremenski dijagram aktivne snage (kW) i utrošene električne energije u određenim vremenskim intervalima (kWh) radio bazne stanice „Kumane“

Na Slici 4. je dat prikaz projektovane ukupne godišnje proizvodnje električne energije, kao i proizvodnje po mesecima za fotonaponsku elektranu bazne stanice "Kumane".



Slika 4. Godišnja proizvodnja električne energije solarne elektrane bazne stanice "Kumane", data po mesecima

Treba napomenuti da je prikaz na Slici 4 projektni proračun aproksimativne godišnje generisane električne energije.

Za solarne panele, izabrani su monokristalni moduli PV paneli tipa ECO-550M-72LHC, snage 550 Wp, proizvođača ECO DELTA [19], koji se montiraju na glavne noseće elemente čelične konstrukcije, preko odgovarajućeg montažnog pribora. PV paneli su jugozapadno orijentisani sa nagibnim uglom od 20° u odnosu na horizontalnu ravan. Ovakvom jugozapadnom orijentacijom rešen je problem zasenčenja. S obzirom da je na lokaciji predviđeno instaliranje 16 panela, ukupna maksimalna instalisana snaga solarne elektrane je 8,8 kWp.

Električna šema solarnog napajanja radio bazne stanice je data na

Slici 5. Za priključenje solarnih panela, invertora i ostale neophodne opreme, izrađen je poseban orman RO-FNE koji se deli na dve sekcije – RO-FNE.DC i RO-FNE.AC.

Razvodni orman je nadgradni, izveden je u IP65 zaštiti i smešten je ispod konstrukcije koja nosi solarne panele. Fotonaponski sistem sastoji se od 16 redno vezanih PV panela (string), koji se opremaju sa specijalno dizajniranim i izrađenim konektorima za međusobno povezivanje. Izvodi stringa povezuju se na ulaz DC sekcije razvodnog ormara RO-FNE.DC kablovima tipa H1Z2Z2-K preseka 4 mm², otpornim na UV zračenje i sa pojačanom izolacijom. Boja izolacije kablova je crvena za "+" polaritet i crna za "-" polaritet, čime se sprečava pogrešno povezivanje.

DC sekcija razvodnog ormara RO-FNE opremljena je dvopolnim DC prekidačem instalisanim na "+" i "-" polove, odgovarajuće prekidne moći i prenaponskom zaštitom. Izlaz DC sekcije priključuje se na MPTT ulaz invertora. Za konverziju jednosmernog napona u naizmenični napon izabran je inverter "MOD 8000TL3-X" proizvođača GROWAT [20].

Sa naizmenične strane invertora vodi se kabl PPOO-Y 5x4 mm² na ulaz AC sekcije razvodnog ormara RO-FNE. Kablovi se polažu po perforiranim nosačima kablova.

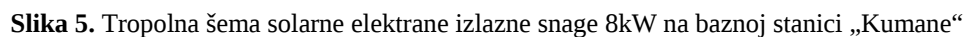
AC sekcija razvodnog ormara RO-FNE.AC opremljena je zaštitnim uređajem, čija je uloga da obezbedi zaštitu priključnog voda, kao i da obezbedi priključenje elektrane na postojeći NN priključak elektroenergetske mreže (vlasništvo Investitora).

Sistemska zaštita integrisana je u invertoru i sastoji se od: (1) naponske zaštite koja reaguje na poremećaj ravnoteže između proizvodnje i potrošnje reaktivne energije i koja se sastoji od nad-naponske i podnaponske zaštite, (2) frekventne zaštite, koja reaguje na poremećaj ravnoteže između proizvodnje i potrošnje reaktivne energije, a sastoji se od nadfrekventne i podfrekventne zaštite. Zaštitni uređaj koji se nalazi u invertoru sadrži prekidač naizmenične struje sa podesivom termičkom i prekostrujnom zaštitom, takođe sadrži i nadfrekventnu, podfrekventnu, nadnaponsku i podnaponsku zaštitu.

Prema *Opštim uslovima elektrodistribucije*, prekostrujna zaštita je trofazna, Maksimalna strujna vremenski nezavisna zaštita reaguje sa vremenskom zadržkom pri strujnim opterećenjima koja prolaze vrednosti dozvoljenih strujnih opterećenja voda elektrane ili trenutno pri bliskim kratkim spojevima.

Merni releji prekostrujne zaštite su za naznačenu struju 5 A i za najmanji opseg podešavanja ($3 \div 9$) A za prekostrujnu zaštitu i ($20 \div 50$) A za zaštitu od kratkog spoja. Najmanji opseg podešavanja vremenske zadržke prekostrujne zaštite je opsega ($0.2 \div 3$) s. Zaštitni uređaj neprekidno vrši monitoring izlaznog napona i frekvencije invertora. U slučaju odstupanja od dozvoljenih graničnih vrednosti koje definiše Elektrodistribucija prema *Pravilima o radu distributivnog sistema* [21], dolazi do automatskog isključenja fotonaponskog sistema, kako se nepravilnosti ne bi prenele na EDB mrežu.

Predviđeno je da se izlaz razvodnog ormara RO-FNE.AC preko kabla PP00 4x4 mm² priključi na sabirnice postojećeg ormara na baznoj stanici RO-PP0. Na postojećoj DIN šini ugrađene su priključne klemme za dovodni kabl, kao i kratkospojnike koji se montiraju na fazne klemme i nultu klemu.



električnog udara, prodor vlage i sl.). Opremljen je jednopolnim automatskim osiguračem odgovarajuće prekidne moći.

Upravljanje solarnom elektranom može se postići preko invertora, na koji se preko USB porta priključuje USB adapter. U

adapter se stavlja SIM kartica, tako da se komunikacija obavlja preko mobilne internet mreže. Prikupljeni podaci se mobilnom 4G mrežom šalju na server, koji predstavlja internet platformu preko koje se mogu čitati prikupljeni podaci i upravljati invertorom. Putem mobilne 4G mreže šalju relevantne informacije o:

- načinu rada elektrane,
- količini proizvedene energije,
- eventualnim problemima koji se javljaju u radu,
- naponskim prilikama.

Tehničkom izvedbom sistema je obezbeđen monitoring putem računara ili mobilnog telefona.

III PRIKAZI REALIZACIJE FOTONAPONSKOG NAPAJANJA NA RADIO BAZNOJ STANICI KUMANE

Prikaz montaže solarnih panela u okviru fotonaponske elektrane izlazne snage 8kW, na radio baznoj stanici „Kumane“ je dat na Slici 7. Solarni paneli ukupne površine ($16 \times 2,58 \text{ m}^2 \approx 42 \text{ m}^2$) su postavljeni na nosećoj metalnoj konstrukciji pri dnu stuba bazne stanice kao što je prikazano na slici 7. Prostor bazne stanice i fotonaponske elektrane je ograđen žičanom ogradom i na jednom od nosećih stubova je postavljen razvodni orman fotonaponske elektrane.



Slika 7. Izgled PV elektrane 8kW za napajanje bazne stanice

Izgled i ugradnja razvodnog elektro ormana fotonaponskog napajanja, odnosno fotonaponske elektrane-FNE bazne stanice su dati na Slici 8. Ovaj orman je u stvari unutrašnji i ugrađen u zaštitni orman koji je u IP65 izvedbi. Na ovaj način je ostvarena veoma pouzdana zaštita opreme RO-FNE od spoljašnjih uticaja i otvorenog pristupa. Na prednjoj strani RP-FN se nalaze grebenasti prekidači AC i DC razvoda, pripadajuće prenaponske zaštite, trolpolni zaštitni prekidač i zaštitni uređaj diferencijalne struje (ZUDS), 25 A/30 mA, koji je predviđen za ovu instalaciju.

Na Slici 9. je prikazana montaža i ugradnje invertora GROWAT MOD 8000TL3-X, izlazne snage 8 kW.

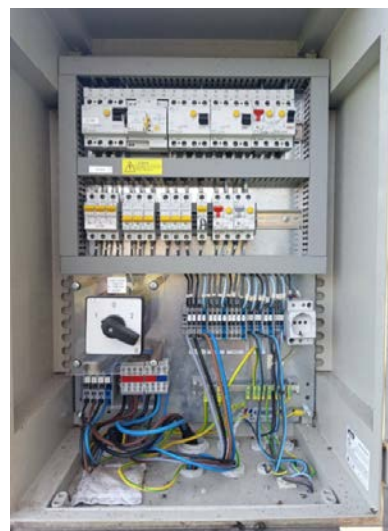
Na Slici 10. je prikazan izgled unutrašnjosti postojećeg razvodnog ormana bazne stanice RO-PP0, u kome je izvršeno priključenje fotonaponske elektrane putem kabla PP00 4x4 mm².



Slika 8. Izgled razvodnog ormana FNE bazne stanice



Slika 9. Prikaz montaže GROWAT invertora 8kW



Slika 10. Izgled unutrašnjosti postojećeg razvodnog ormana bazne stanice RO-PP0 preko koga je solarna elektrana priključena na EDB mrežu

Na Slici 11 je prikazan dijagram proizvodnje solarne elektrane u toku jednog karakterističnog zimskog dana (19.01.2024 god). Sa prikazanog dijagrama se uočava da je proizvodnja prisutna od jutarnjih sati, približno od 8:20 pa sve do predvečerja, odnosno 16:40. U jutarnjim satima "buđenje" sistema je bilo oko 9 h, da bi prva početna proizvodnja od 1 kW bila ostvarena oko 10 h. Najveća proizvodnja električne snage od približno 5 kW je bila u intervalu od 10:25 do 12:30. Nakon ovog intervala ostvaren je blagi pad proizvodnje, tako da je u trenutku 14:35 proizvodnja približno iznosila oko 1 kW, da bi u trenutku 16:40 prestala

proizvodnja. Takođe, na dijagramu na Slici 11. je prikazana mesečna proizvodnja po danima u kWh, za mesec Januar 2024.

Prikazane su dnevne proizvodnje za pojedinačne dane (1.01.-18.01.2024.).



Slika 11. Dijagram proizvodnje solarne elektrane - 19 januar 2024 godine

IV TEHNO-EKONOMSKA ANALIZA

Projekat izgradnje fotonaponske solarne elektrane na radio baznoj stanici predstavlja relativno skupu, ali i ekonomsku opravdanu investiciju.

Ako se posmatra celokupna potrošnja električne energije na radio baznoj stanici, ona je približno konstantna i iznosi prosečno oko 3.500 kWh/mesečno, u zavisnosti od konfiguracije i broja operatera. Zahtevnije konfiguracije i veći broj operatera drastično uvećavaju ovu potrošnju.

Ugovorom koji se svake godine aneksira sa EPS snabdevanjem i koji ima zasebnu kategoriju za proizvođače solarne energije tj. kupce-proizvođače dolazi se do prosečne brojke od oko 50.000 RSD za plaćanje računa za utrošak električne energije. Detaljniji iznosi po mesecima u toku godine su dati u Tabeli 1.

Pored ovoga vlasnik solarne elektrane ima pravo da od EPS snabdevanja naplati energiju koja je isporučena u distributivnu mrežu, za šta takođe postoji jedinična cena po MWh.

Ako se na to doda još i povoljna orijentacija solarnih panela koji su montirani na radio baznoj stanici, dolazi se do neke prosečne statistike uštede električne energije na lokaciji koja je prikazana u Tabeli 1.

V ZAKLJUČAK

Instalacija solarnog napajanja na radio baznoj stanici je pokazala da je implementacija ovakvog energetskog rešenja od suštinskog značaja za unapređenje održivosti i efikasnosti konkretnog telekomunikacionog sistema, ali i telekomunikacionih mreža u širem smislu.

Tabela 1. Prikaz tehno-ekonomske isplativosti projekta fotonaponske elektrane „Kumane“.

Proizvedena električna energija [kWh]		Ušteda [RSD]	Ušteda [€]
Januar	411,71	3.919,48	33,22
Februar	515,25	4.905,80	41,57
Mart	928,13	8.835,80	74,88
April	1.182,60	11.258,80	95,41
Maj	1.285,20	12.234,90	103,69
Jun	1.336,10	12.719,20	107,79
Jul	1.465,80	13.954,80	118,26
Avgust	1.357,50	12.923,20	109,52
Septembar	1.042,80	9.927,00	84,13
Oktobar	843,57	8.030,79	68,06
Novembar	552,45	5.259,32	44,57
Decembar	354,47	3.374,55	28,60
Ukupna godišnja ušteda bez dodatnih troškova		107.343,20	909,69
Cena električne energije 9,52 [RSD/kWh]			
Kurs evra 118 [€/RSD]			
Akaliza 7,5 [%]		8.050,74	68,23
Ukupna godišnja ušteda		115.393,8	977,91
Procenjena vrednost investicije 9.500 [€]			
Rok isplativosti investicije 9,71 [god]			

Kroz analizu tehnoloških, ekonomskih i ekoloških aspekata, pokazano je da integracija solarne elektrane donosi značajne benefite, uključujući smanjenje emisija gasova sa efektom staklene bašte, smanjenje troškova električne energije i povećanje energetske nezavisnosti radio bazne stanice.

Osim toga, istraživanje je naglasilo važnost optimizacije sistema za povećanje efikasnosti proizvodnje energije, kao i implementaciju pametnih tehnologija za praćenje i upravljanje solarnom elektranom.

Takođe, ukazano je na potrebu za daljim istraživanjem i razvojem kako bi se unapredile performanse sistema, smanjili troškovi investicija i osigurala održivost ovakvih rešenja u različitim geografskim i klimatskim uslovima.

Na kraju, implementacija solarne elektrane na radio baznoj stanici predstavlja inovativan korak ka stvaranju energetski efikasnih i ekološki odgovornih telekomunikacionih mreža. Ovaj rad pruža osnovu za buduća istraživanja i praktičnu primenu ovakvih rešenja u industriji telekomunikacija, čime se doprinosi globalnim naporima ka održivijem i ekološki prihvatljivijem energetskom sektoru

ZAHVALNICA

Ovaj rad je nastao kao deo istraživanja master inženjera Samed Mušovića, na izradi master završnog rada na Akademiji tehničko-umetničkih strukovnih studija (ATUS) - Odsek Visoka škola elektrotehnike i računarstva iz Beograda.

Publikovanje i objava ovog rada su najvećim delom finansirani od strane firme EuroTeleSities d.o.o iz Beograda, koja je bila projektantska i izvođačka firma solarne elektrane izlazne snage 8 kW u sklopu integralnog napajanja električnom energijom, bazne stanice "Kumane", za potrebe operatera A1 Srbija d.o.o. (investitor projekta). Jednim delom finansiranje je takođe podržano od strane Ministarstva nauke, tehnološkog razvoja i inovacija, za period 2024.-2025. (Ugovor pod evidencionim brojem 51-03-136/2025-03/200034).

LITERATURA

- [1] Despotović, Ž. V., Stevanović, I. R. Hibridni besprekidni sistem napajanja za navodnjavanje povrtarskih kultura na parceli "Grabovac"- Obrenovac, *Energija, ekonomija, ekologija*, No. 2, pp. 17-25, 2021. <https://doi.org/10.46793/EEE21-2.17D>
- [2] Kragić, R., Lovčević-Kureljusić, B., Arambašić, V., Blitva, Ž., Pavlović, N. V. Iskustva iz izgradnje solarnih fotonaponskih elektrana na stanicama za snabdevanje gorivom u svojstvu kupca-proizvođača, *Energija, ekonomija, ekologija*, No. 1, pp. 74-80, 2023. <https://doi.org/10.46793/EEE23-1.74K>
- [3] Đurović, M., Ćirić, A., Despotović, Ž. V. Projektovanje i realizacija fotonaponske elektrane izlazne snage 1500 kW na krovu fabrike „Flash“- Apatin, *Energija, ekonomija, ekologija*, No. 1, pp. 59-71, 2024. <https://doi.org/10.46793/EEE24-1.59D>
- [4] Krstivojević, J., Stojković Terzić, J., Grujić, D. Analiza isplativosti primene solarnih sistema kod kupaca-proizvođača koji su domaćinstva, *Energija, ekonomija, ekologija*, No. 1, pp. 69-76, 2025. <https://doi.org/10.46793/EEE25-1.69K>
- [5] Nayar, C.V., Ashari, M., Keerthipala, W.W.L. A grid-interactive photovoltaic uninterruptible power supply system using battery storage and a back up diesel generator, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 15, No. 3, pp. 348-353, 2000. <https://doi.org/10.1109/60.875502>
- [6] Radaković, Z., Paunović, N., Mitev, I. Optimalno projektovanje hibridnog

sistema za off-grid napajanje električnom energijom, in Proc. 17. *Telekomunikacioni forum TELFOR* 2009, Beograd, pp. 1157-1160, 24-26 November 2009.

- [7] Despotović, Ž. V., Tajdić, M., Kon, J. Hibridno napajanje telekomunikacione i merne opreme daljinskih mernih stanica u sistemima zaštite od poplava, *Energija, ekonomija, ekologija*, No. 1-2, pp. 102-111, 2020. <https://doi.org/10.46793/EEE20-1-2.102D>
- [8] Despotović Ž. V., Tajdić, M. Design, implementation and experimental testing of a hybrid power supply of remote measuring station in the Surveillance, Alert & Warning System (SAWS), Vol. 14, No. 1, pp. 12-19, 2022. <http://dx.doi.org/10.5937/telfor2201012D>
- [9] Despotović Ž. V., Tajdić, M. Design and Implementation of a Hybrid Power for Telecommunication and Measuring Remote Station of the Surveillance, Alert and Warning System, in Proc. 29th *Telecommunications Forum (TELFOR)*, Belgrade, Serbia, pp. 1-4, 23-24 November, 2021. <https://doi.org/10.1109/TELFOR52709.2021.9653255>
- [10] Beckman, C., Lindmark, B. The Evolution of Base Station Antennas for Mobile Communications, in Proc. *International Conference on Electromagnetics in Advanced Applications*, Turin, Italy, pp. 85-92, 17-21 September 2007. <https://doi.org/10.1109/ICEAA.2007.4387244>
- [11] Anderson, S., Millnert, M., Viberg, M., Wahlberg, B. An adaptive array for mobile communication systems, *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, Vol. 40, No. 1, pp. 230-236, 1991. <https://doi.org/10.1109/25.69993>
- [12] Preston, S.L., Thiel, D.V., Smith, T.A., O'Keefe, S.G., Wei Lu, J. Base-station tracking in mobile communications using a switched parasitic antenna array, *IEEE Transactions on Antennas and Propagation*, Vol. 46, No. 6, pp. 841-844, 1998. <https://doi.org/10.1109/8.686771>
- [13] Kissick, W.A., Ingram, W.J., Vanderau, J.M., Jennings, R.D. *Antenna System Guide NIJ Guide 202-00*, National Law Enforcement and Corrections Technology Center, Rockville, 2001. <https://www.ojp.gov/pdffiles1/nij/185030.pdf>
- [14] *Components for Mobile Radio Base Stations*, Publisher Telegartner, Karl Gärtner GmbH, Lerchenstr. 35, D-71144 Steinenbronn, Edition 2014, <https://keiconn.com/assets/pdf/Telegartner-MobileRadioBaseStations-brochure.pdf> [pristupljeno 21.01.2025]
- [15] Mahmoud M.M., Ibrik, I.H. Techno-economic feasibility of energy supply of remote villages in Palestine by PV-systems, diesel generators and electric grid, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 10, No. 2, pp. 128-138, 2006. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2004.09.001>
- [16] Tajdić, M., Despotović Ž. V., Kon, J. Design and Implementation of an Uninterruptible Power Supply for Command and Control Center of the Surveillance Alert & Warning System, in Proc. 20th *International Symposium INFOTEH-JAHORINA*, East Sarajevo, Bosnia and Herzegovina, pp. 1-6, 17-19 March, 2021. <https://doi.org/10.1109/INFOTEH51037.2021.9400686>
- [17] Batic, M., Vitorovic, A., Despotovic, Z. The Consideration of Optimal Control Algorithms for Hybrid Renewable Energy Systems, in Proc. XVI *International Conference YU INFO 2010*, Kopaonik, 03-06. March, 2010. https://www.pupin.rs/RnDProfile/pdf/despotovic-publ_37.pdf [pristupljeno 21.01.2025]
- [18] Omar, M.A., Mahmoud, M.M. Design and Simulation of a PV System Operating in Grid-Connected and Stand-Alone Modes for Areas of Daily Grid Blackouts, *International Journal of Photoenergy*, Vol/ 2019, No. 1, 2516583, 2019. <https://doi.org/10.1155/2019/5216583>
- [19] Anti Glare Solar Module M10 ECO 530-550M-72LHC, [https://www.ecodeltapower.com/ueditor/asp/upload/file/20231201/ECO-530-550M-72LHC\(AG\).pdf](https://www.ecodeltapower.com/ueditor/asp/upload/file/20231201/ECO-530-550M-72LHC(AG).pdf) [pristupljeno 21.01.2025]
- [20] Technical data sheet MOD3~10KTL3-XH, https://growatt.tech/wp-content/uploads/2023/02/MOD-3000_10000TL3-XH-Datasheet.pdf [pristupljeno 21.01.2025]
- [21] Pravila o radu distributivnog sistema, https://elektrodistribucija.rs/usluge/dokumenta/Pravila_o_Radu_20072017.pdf [pristupljeno 21.01.2025]
- [22] GROWATT Monitoring Platform, <https://en.growatt.com/products/growatt-monitoring-platform> [pristupljeno 21.01.2025]

AUTORI

Samed Mušović - master el.inž., strukovnih studija, EuroTeleSities Novi Beograd, samed.musovic@eurotelesities.com

Saša Štatkic - prof. dr, Fakultet Tehničkih Nauka u Kosovskoj Mitrovici, sasa.statkic@pr.ac.rs, ORCID [0000-0001-6550-6430](https://orcid.org/0000-0001-6550-6430)

Željko V. Despotović - prof. dr, Institut Mihajlo Pupin, Univerzitet u Beogradu, zeljko.despotovic@pupin.rs, ORCID [0000-0003-2977-6710](https://orcid.org/0000-0003-2977-6710)

Design and Maintenance of Electrical Installations for Solar Power Plants Supplying Mobile Telephony Base Stations

Abstract – The paper presents the concept of the radio base station system, their function as well as the topology of the solar power supply. The paper provides a more detailed description of the implementation of solar power plants on radio base stations as well as some design methods related to special power installations such as the solar power supply shown in this paper. All the advantages and disadvantages of the project of building solar power plants on radio base stations are listed and practical technical solutions for maintaining electrical installations in the power supply system, which are part of everyday practice, are presented. At the end of the paper, the results of the design and realisation of the solar power supply with an output power of 8kW at the "Kumane" radio base station were given.

Index terms – Radio base station, Solar power plant, Power supply, Special installations, Grid power

Predikcija proizvodnje krovne fotonaponske elektrane softverskim alatom System Advisor Model (SAM) sa validacijom rezultata

Milan Ivezić*, Ivana Vlajić-Naumovska*, Aleksandra Grujić*, Neša Rašić*, Miloš Borak**

*Akademija tehničko-umetničkih strukovnih studija Beograd Odsek Visoka škola elektrotehnike i računarstva, Starine Novaka 24, Beograd

**Elektromeža Srbije A.D., Kneza Miloša 11, Beograd

Rezime - U radu je opisana mogućnost korišćenja softverskog alata System Advisor Model (SAM) u planiranju fotonaponske elektrane na krovu industrijskog objekta u Čačku. Konfiguracija elektrane je u znatnoj meri određena konfiguracijom krova i njegovim statičkim uslovima posebno kada je u pitanju orijentacija fotonaponskih modula i potreba za dodatnom potkonstrukcijom. Stoga su urađene simulacije rada elektrane pri uslovima optimalnim za proizvodnju električne energije i uslovima optimalnim sa stanovišta potrebe za dodatnim elementima koji obezbeđuju mehaničku sigurnost konstrukcije. Analizirano je smanjenje proizvedene električne energije u odnosu na optimalnu orijentaciju modula. Rezultati su verifikovani podacima o mesečnoj proizvodnji električne energije koje se imala nakon puštanja u rad elektrane.

KLjučne reči - System Advisor Model (SAM), krovna fotonaponska elektrana, predikcija proizvodnje, softverski alat

I UVOD

Fotonaponski sistemi su u poslednje vreme postigli nivo tehničkog razvoja da budu ozbiljna alternativa korišćenju fosilnih goriva u proizvodnji električne energije [1]. Takođe, opadanje cena fotonaponskih sistema u kombinaciji sa trendom sve većih problema obezbeđivanju fosilnih goriva kao jeftinog i pouzdanog izvora električne energije uslovalo je povećanje proizvedene električne energije iz fotonaponskih elektrana i vetroelektrana za 16% samo tokom 2023. godine [2]. Imajući u vidu i izmene zakonskog okvira u ovoj oblasti u Republici Srbiji, evidentan je sve veći broj potrošača koji bar deo električne energije dobiju iz sopstvenih elektrana [3].

Brojna istraživanja pokazuju da je u Republici Srbiji potrebno izvršiti veća ulaganja u sisteme koji koriste obnovljive izvore energije [4]. U poslednjoj deceniji, solarna energija je postala ključni deo globalne tranzicije ka održivim izvorima električne energije. Fotonaponski sistemi se sve češće primenjuju, kako na stambenim objektima, tako i u industrijskom sektoru. Ova tendencija posebno dolazi do izražaja u urbanim sredinama, gde se krovne površine mogu efikasno iskoristiti za postavljanje fotonaponskih elektrana.

Krovne površine stambenih objekata karakterišu različite orijentacije i nagibi, što direktno utiče na energetske i ekonomske performanse fotonaponskih sistema koji se na njima instaliraju. Postavljanjem fotonaponskih sistema na krovove stambenih zgrada omogućava se decentralizovana proizvodnja električne

energije u neposrednoj blizini mesta potrošnje, čime se smanjuju gubici u distributivnoj i prenosnoj mreži [5]. Ugradnja fotonaponskih panela kod krajnjih korisnika posebno doprinosi smanjenju gubitaka energije u niskonaponskoj mreži, jer dolazi do smanjenja prenosa električne energije kroz te vodove [6]. Kod industrijskih i privrednih objekata, najzastupljeniji vid sopstvenih elektrana su krovne fotonaponske elektrane, prvenstveno, zbog dostupnosti velikih ravnih površina i stabilne potrošnje električne energije tokom dana [3]. Da bi se pre izgradnje elektrane simulirao njen rad, a prvenstveno odredila buduća proizvodnja električne energije, u upotrebi je veliki broj softverskih alata različitih mogućnosti [7]. Među češće korišćenim softverima, pogotovo u naučne i istraživačke svrhe, je i System Advisor Model (SAM) [4,8].

II SOFTVERSKI ALAT SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM)

SAM je besplatan softverski alat koji je razvila Nacionalna laboratorija za obnovljive izvore Sjedinjenih američkih država (*National Renewable Energy Laboratory*, NREL) za predviđanje performansi i analizu finansijskih pokazatelja sistema sa izvorima obnovljive energije povezanim na elektroenergetsku mrežu. Da bi se analizirao projekat u tehničkom i ekonomskom smislu, potrebno je odabrati vrstu modela, odabrati ulazne podatke o resursu u odgovarajućem obliku, naznačiti karakteristike korišćene opreme i definisati cene instalacije, podsticajne mere, poreze i ostale finansijske troškove [9].

Za modelovanje fotonaponske elektrane ključni podatak o resursu sunčeve energije je dat u vidu datoteke sa meteorološkim podacima u nekom od formata TMY2, TMY3 ili EPW preuzetih sa nekog servisa ili sopstvenih podataka o merenju na satnom nivou [10].

SAM poseduje bazu sa predefinisanim opremom, a moguće je i modifikovati neko od generičkih modela da bi se u najboljoj meri naznačile karakteristike konkretnog uređaja koji će biti korišćen. Postoje tri pristupa u modelovanju rada fotonaponskih modula i dva pristupa u modelovanju rada invertora [10].

III OPIS KROVNE FOTONAPONSKE ELEKTRANE

Predmet analize u ovom radu je fotonaponska elektrana instalirana na ravnom krovu Naučno tehnološkog parka u Čačku postavljena na geografskoj širini 43,8800°N i dužini 20,3641°E. Sama lokacija je povoljna iz više razloga: u blizini nema visokih objekata koji bi mogli da prouzrokuju senčenje, a krovna površina je dovoljno velika za postavljanje fotonaponske

elektrane instalisane snage 25 kWp bez ograničenja u rasporedu panela. Satelitski snimak lokacije je prikazan na Slici 1.



Slika 1. Lokacija fotonaponske elektrane

Za realizaciju fotonaponske elektrane su odabrani fotonaponski moduli od monokristalnog silicijuma AXITEC AC-305M/156-72S[4]. Tehničke karakteristike fotonaponskog modula su prikazane u Tabeli 1. Predviđena je montaža fotonaponskih modula na prefabrizovanu modularnu metalnu potkonstrukciju pod fiksnim nagibnim uglom od 15° u odnosu na horizontalnu ravan krova i bez mogućnosti solarnog praćenja. Radi jednostavnijeg mehaničkog učvršćenja potkonstrukcije i modula, izabrana je orijentacija modula ka istoku i zapadu kao što je prikazano na slici 2. Time je minimizirano korišćenje dodatnih tegova za kompenzaciju opterećenja od udara vetra i istovremeno i eliminisana mogućnost međusobnog senčenja modula.

Tabela 1. Tehničke karakteristike fotonaponskog modula AXITEC AC-305M/156-72S

Parametar	Vrednost
Izlazna snaga pri STC (P)	305 W
Napon pri maksimalnoj snazi (V_{MPP})	36,7 V
Struja pri maksimalnoj snazi (I_{MPP})	8,3 A
Napon pri otvorenom kolu (V_{OC})	45,3 V
Struja pri kratkom spoju (I_{SC})	8,9 A
Nazivna efikasnost (η)	15,76%
NOCT temperatura	45°C
Temperaturni koeficijent snage (γ)	-0,4%/°C
Temperaturni koeficijent napona (β_{OC})	-0,3%/°C
Temperaturni koeficijent struje (α_{SC})	0,04%/°C
Dimenzije (D/Š/V)	1956 mm/992 mm/40 mm
Masa	23 kg

Maksimalan napon na izlazu fotonaponskog modula (U_{DCmax}) se očekuje pri minimalnoj ambijentalnoj temperaturi je dat relacijom (1). Za minimalnu temperaturu ambijenta ($t_{amb\ min}$) je pretpostavljeno da na datoj lokaciji tokom obdanice nikad nije

manja od -20°C.

$$U_{CDmax} = V_{OC} \cdot \left(1 - \frac{\beta_{OC}}{100} (25 - t_{amb\ min}) \right) = 51,41\text{ V} \quad (1)$$



Slika 2. Način montaže fotonaponskih modula [4]

Tabela 2. Tehničke karakteristike invertora Yaskawa Solectria Solar's PVI 23TL

Parametar	Vrednost
Nominalni izlazni napon (U)	480 V
Nazivna izlazna snaga (P)	23 kW
Broj MPPT ulaza	2
Broj stringova po ulazu	4
MPPT opseg napona	480 V - 800 V
Maksimalan DC napon	1000 V
Nazivna efikasnost CEC (η)	98%
Dimenzije (D/Š/V)	1000 mm/600 mm/230 mm
Masa	55 kg

Minimalni napon na izlazu fotonaponskog modula (U_{DCmin}) se očekuje pri maksimalnoj ambijentalnoj temperaturi ($t_{amb\ max}$) za koju je pretpostavljeno da nije veća od 40°C. Maksimalna temperatura na aktivnoj površini fotonaponskog modula pri tim uslovima je data relacijom (2). Izraz kojim je dobijen napon U_{DCmin} je dat u relaciji (3). Kako u tehničkim karakteristikama fotonaponskog modula nije dat podatak o temperaturnom koeficijentu napona pri maksimalnoj snazi β_{MPP} , korišćen je temperaturni koeficijent za snagu γ .

$$t_{cell\ max} = t_{amb\ max} + \frac{NOCT - 20}{0,8} \cdot 1 = 71,25\text{ V} \quad (2)$$

$$U_{CDmin} = V_{OC} \cdot \left(1 - \frac{\gamma}{100} (25 - t_{amb\ max}) \right) = 29,91\text{ V} \quad (3)$$

Imajući u vidu prethodno izračunate napone U_{DCmin} i U_{DCmax} kao i maksimalan napon na DC strani invertora i opseg napona pri kome inverter može da izvede MPPT, usvojeno je da se redno

poveže po 17 fotonaponskih modula i po dva takva reda (stringa) koja imaju istu orijentaciju povežu na jedan ulaz invertora. Na drugu ulaz će se povezati preostala 2 stringa sa drugom orijentacijom. Time se dobijaju stringovi koji pri maksimalnoj snazi imaju napon od 623,9 V što je približno na sredini MPP opsega napona na ulazu u inverter. Ovakvom konfiguracijom se ostvaruje ukupna snaga svih fotonaponskih modula 20,74 kW, čime se dobija faktor popunjenosti invertora od 0,9.

IV SIMULACIJA RADA FOTONAPONSKE ELEKTRANE U SAM-U

Simulacija rada fotonaponske elektrane je izvršena koristeći detaljan model (*photovoltaic detailed*) kako bi se mogli koristiti modeli stvarnih elemenata elektrane (fotonaponskih modula i invertora). Simulacija obuhvata samo tehnički deo bez finansijskog (*no financial model*).

Resursi solarne energije su preuzeti posredstvom NREL-ovog servisa za podatke o solarnoj energetici *National Solar Radiation Database* (NSRDB) prema geografskoj lokaciji.[8] Set podataka je tipična meteorološka godina (TMY) koja se dobija kombinovanjem podataka satelitskih i zemaljskih merenja tokom desetina godina i njihovom obradom i kombinovanjem svakog kalendarskog meseca iz neke godine posmatranog prozora [9]. Na raspolaganju su dve datoteke ta TMY, jedna na prozoru do 2014. godine, a druga do 2022. godine. Korišćena je TMY na prozoru do 2022. godine. Podaci su dati na satnom nivou i osim vrednosti direktne, difuzione i ukupne iradijacije obuhvataju i temperaturu vazduha, brzinu i pravac vetra, vazdušni pritisak, itd.

Podaci o gubicima koji se imaju osim onih u modulima i invertoru su usvojeni prema predloženim vrednostima koje nudi SAM. Gubici na DC strani elektrane obuhvataju neuparenost modula (2%), gubitke na DC provodnicima (2%), gubitke na DC spojevima (0,5%). Imajući u vidu da su ovo gubici na kaskadno vezanim elementima, ukupni gubici u DC razvodu elektrane su 4,44%. Gubici na AC strani elektrane obuhvataju gubitke na električnom ožičenju nakon invertora i procenjeni su na 1% [10].

Izvršene su dve simulacije rada fotonaponske elektrane pri različitoj orijentaciji modula. Prva simulacije odgovara konfiguraciji koja je zaista izvedena (orijentacija istok-zapad pod nagibnim uglom od 15°), a druga pri optimalnoj orijentaciji modula (pravac ka jugu pod nagibnim uglom 33°). Ove simulacije treba da pokažu koliko će se proizvesti manje električne energije i kakvi će biti ostali tehnički pokazatelji elektrane ako se izvede jednostavnije rešenje sa stanovišta mehaničke sigurnosti u odnosu na optimalnu orijentaciju modula.

V REZULTATI SIMULACIJA

Nakon izvršene obe opisane simulacije rada fotonaponske elektrane, dobijeni su osnovni tehnički pokazatelji rada elektrane koje nudi SAM i prikazani su u tabeli 3.

Ukupno očekivano smanjenje proizvodnje električne energije je 5,45% i na osnovu toga podatka je odlučeno da se buduća elektrana izvede prema prvoj varijanti sa orijentacijom istok-zapad i nagibnim uglom od 15°. Odluka je bila lakša tim pre jer postoji rezerva snage i maksimalnog ulaznog napona invertora pa se ostavlja mogućnost dodavanja još po jednog fotonaponskog modula u svaki string čime bi se u potpunosti nadomestilo

smanjenje proizvedene energije uz mala dodatna ulaganja.

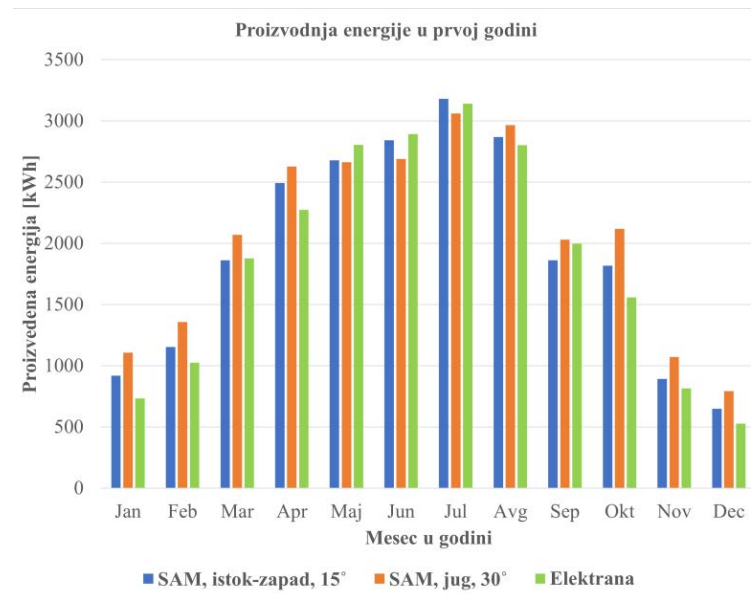
Tabela 3. Procenjeni tehnički pokazatelji rada elektrane u prvoj godini

Parametar	Istok-zapad, 15°	Jug, 33°
Godišnja proizvedena energija	23.215 kWh	24.554 kWh
Faktor kapaciteta elektrane	12,8%	13,5%
Prinos energije	1.119 kWh/kW	1.183 kWh/kW

Poređena je i očekivana proizvodnja električne energije po mesecima u prvog godini iz obe simulacije i energija koju je stvarno proizvela fotonaponska elektrana tokom prvih 12 meseci od puštanja u rad. Ovi podaci u kWh su prikazani u tabeli 4 i grafički predstavljeni na slici 3.

Tabela 4. Procenjeni tehnički pokazatelji rada elektrane

mesec	SAM, 15°	SAM, 30°	Elektrana	mesec	SAM, 15°	SAM, 30°	Elektrana
jan	919	1107	734	jul	3181	3062	3140
feb	1154	1358	1024	avg	2868	2967	2803
mar	1862	2068	1876	sep	1862	2029	1996
apr	2492	2628	2272	okt	1817	2119	1558
maj	2679	2662	2804	nov	892	1072	815
jun	2841	2689	2893	dec	648	793	528

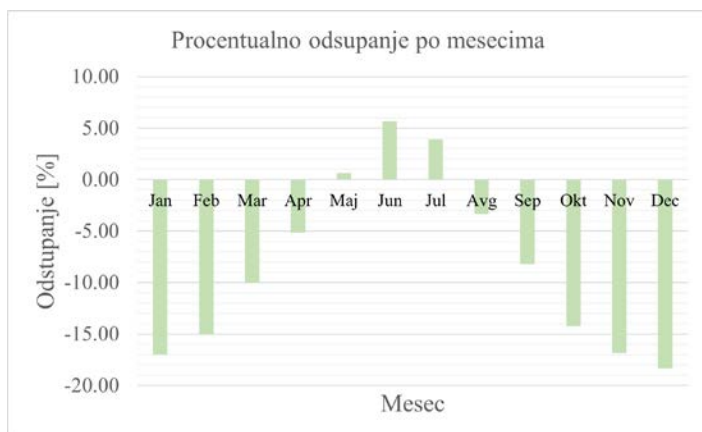


Slika 3. Proizvodnja električne energije u prvoj godini

Ukupna proizvedena energija koji je elektrana imala tokom prvih 12 meseci od puštanja u rad iznosi 22.441 kWh. Odstupanje u odnosu na simulacijom procenjenju proizvodnju za orijentaciju istok-zapad i nagibni ugao od 15° je 3,45%, što se može smatrati prihvatljivim, pogotovo imajući u vidu da je poređenje vršeno samo sa jednom godinom realnog rada elektrane.

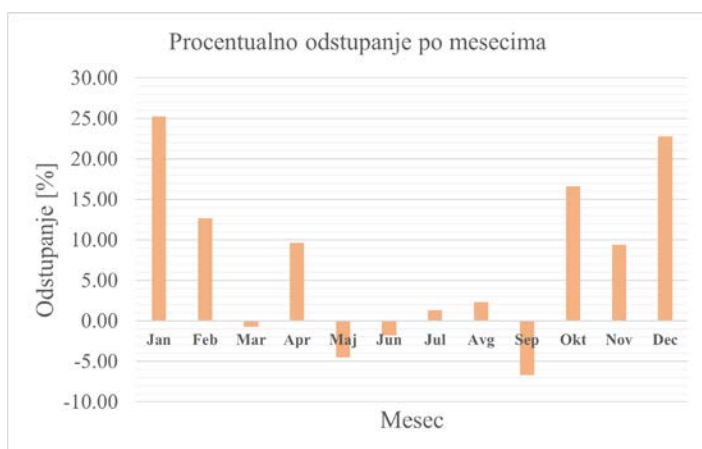
Ako se analizira procentualno odstupanje mesečne proizvodnje električne energije u prvoj godini za slučaj orijentacije istok-

zapad pod nagibnim uglom 15° i orijentacije prema jugu pod nagibnim uglom od 33° , primećuje se trend manje proizvodnje tokom svih meseci osim tri meseca sa najdužom obdanicom (maj, jun i jul). Ovo je očekivano jer je u ta tri meseca prividna putanja Sunčevog diska na horizontu viša, tj. altitudni ugao je veći i zbog toga je sa manji nagibni ugao povoljniji jer se tako ostvaruje veći incidentni ugao. Procentualna odstupanja su prikazana na slici 4.



Slika 4. Procentualno odstupanje mesečne proizvedene energije između dve izvršene simulacije

Na slici 5 je prikazano procentualno odstupanje mesečne proizvodnje električne energije procenjene simulacijom za orijentaciju istok-zapad nagibni ugao od 15° i stvarno proizvedene električne energije u prvih 12 meseci rada elektrane. Evidentno je da su najveća odstupanja u zimskim mesecima što je nesumnjivo zbog apsolutno manjih iznosa proizvedene energije (čak 5 do 6 puta manje nego za letnje mesece).

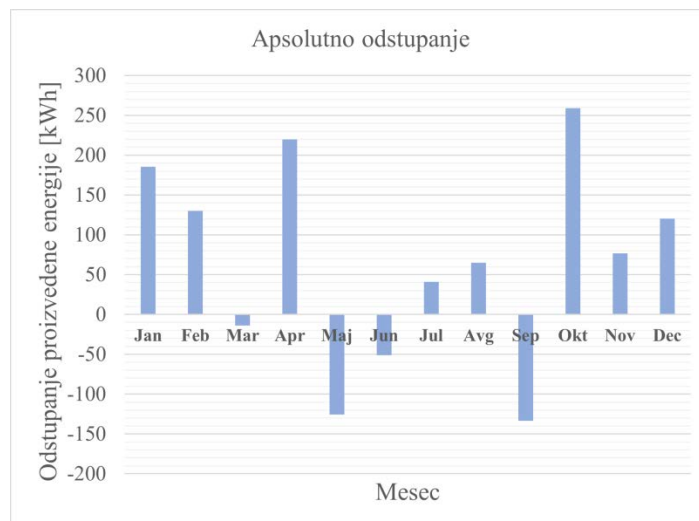


Slika 5. Procentualno odstupanje mesečne proizvedene energije dobijene simulacijom i izmerene tokom prve godine

Na slici 6 je prikazano apsolutno odstupanje mesečne proizvodnje električne energije procenjene simulacijom za orijentaciju istok-zapad nagibni ugao od 15° i stvarno proizvedene električne energije u prvih 12 meseci rada elektrane.

Iako je tokom zimskim meseci proizvodnje električne energije znatno manja, baš u tim mesecima se beleže veća apsolutna

odstupanja. Takođe, najveća apsolutna odstupanja tu u aprilu i oktobru, mesecima koje karakteriše srednje trajanje obdanice i kada se ima umerena proizvodnja energije. Imajući u vidu da je prva godina eksploatacije elektrane bila praćena znatno većim brojem dana sa maglom i velikim prisustvom čestica u atmosferi na datoj mikrolokaciji baš u proleće i jesen, može se pretpostaviti da je to uzrokovalo ovakve vrednosti.



Slika 6. Apsolutno odstupanje mesečne proizvedene energije dobijene simulacijom i izmerene tokom prve godine

VI ZAKLJUČAK

Poređenje podataka dobijenih simulacijom i onih izmerenih u prvih 12 meseci rada fotonaponske elektrane ukazuje da je odstupanje u godišnjoj proizvedenoj električnoj energiji kao najbitnijem tehničkom pokazatelju rada elektrane 774 kWh što predstavlja 3,45%. Ovi rezultati opravdavaju upotrebu softverskog alata SAM u fazi projektovanja fotonaponskih elektrana jer se na taj način može dobiti niz relevantnih informacije pre nego se elektrana izvede i ostvare finansijska ulaganja.

Korisno je i poređenje više načina konfigurisanja elektrane čime se mogu proceniti odstupanja u proizvodnji što znatno olakšava odluku da li insistirati na optimalnoj konfiguraciji sa stanovišta proizvedene energije ili je prihvatljivo i neko rešenje koje je jednostavnije iz nekih drugih razloga kao u ovom konkretnom slučaju.

Izradu simulacije olakšava to što postoje modeli konkretnih elemenata elektrane (fotonaponskih modula i invertora) pa nije potrebno pronalaženje detaljnih parametara i njihova implementacija u generičke modele. Takođe je dobijanje datoteke sa podacima o solarnom resursu na datoj lokaciji omogućeno iz samog softvera, proces je jednostavan i intuitivan [11], a postoji mogućnost korišćenja podataka dobijenih preko drugih servisa [14].

Zbog svega navedenog, SAM se može smatrati vrlo korisnim alatom za projektovanje, evaluaciju i optimizaciju rada fotonaponskih elektrana, kako u fazi planiranja, tako i pri analizi postojećih sistema.

LITERATURA

- [1] Berna-Escriche, C., Vargas-Salgado, C., Alfonso-Solar, D., Escrivá-Castells, A. Can a fully renewable system with storage cost-effectively cover the total demand of a big scale standalone grid? Analysis of three scenarios applied to the Grand Canary Island, Spain by 2040, Journal of Energy Storage, Vol. 52, Part A, 104774, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104774>
- [2] World Energy Outlook 2024, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024> [pristupljeno 19.02.2025.]
- [3] Čorba, Z., Milićević, D., Dumnic, B., Popadić, B. The experiences of the realization of PV power plants after implementation of the prosumers status, Journal on Processing and Energy in Agriculture, Vol. 27, No 1, pp. 13-15, 2023. <http://doi.org/10.5937/jpea27-43506>
- [4] Dragičević S., Vujičić V., Marjanović M. Analiza rada solarne elektrane u NTP Čačak - System Advisor Model (SAM) modelovanje i poređenje sa stvarnim rezultatima, Energija, ekonomija, ekologija, Vol. 24, No. 4, pp. 52-56, 2022. <https://doi.org/10.46793/EEE22-4.52D>
- [5] Batić I., Ivančić A. Analiza kapaciteta za izgradnju fotonaponskih sistema na krovovima stambenih zgrada u Srbiji, Energija, ekonomija, ekologija, Vol. 23, No. 3, pp. 9-16, 2023. <https://doi.org/10.46793/EEE23-3.09B>
- [6] Spremić S., Antonić A. Uticaj solarnih panela i skladišta električne energije na gubitke u niskonaponskoj mreži, Energija, ekonomija, ekologija, Vol. 24, No. 1, pp. 80-84, 2023. <https://doi.org/10.46793/EEE24-1.80S>
- [7] Milosavljević, D., Kevkić, T., Jovanović, S. Review and validation of photovoltaic solar simulation tools/software based on case study, Open Physics, Vol. 20, No. 1, pp. 431-451, 2022. <https://doi.org/10.1515/phys-2022-0042>
- [8] Vargas-Salgado, C., Díaz-Bello, D., Alfonso-Solar, D., Lara-Vargas, F. Validations of HOMER and SAM tools in predicting energy flows and economic analysis for renewable systems: Comparison to a real-world system result, Sustainable Energy Technologies and Assessments, Vol. 69, 103896, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2024.103896>
- [9] Blair, N., DiOrio, N., Freeman, J., Gilman, P., Janzou, S., Neises, T., Wagner, M. System advisor model (SAM) general description (Version 2017.9. 5) <https://docs.nrel.gov/docs/fy18osti/70414.pdf> [pristupljeno 13.01.2025]
- [10] Blair, N.J., Dobos, A.P., Gilman, P. Comparison of photovoltaic models in the system advisor model (No. NREL/CP-6A20-58057), <https://docs.nrel.gov/docs/fy13osti/58057.pdf> [pristupljeno 13.01.2025]
- [11] National Solar Radiation Database, <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer> [pristupljeno 13.01.2025]
- [12] Cebeacauer T., Suri M. Typical Meteorological Year Data: SolarGIS Approach, Energy Procedia, Vol. 69, pp. 1958-1969, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.03.195>
- [13] Blair, N., DiOrio, N., Freeman, J., Gilman, P., Janzou, S., Neises, T., Wagner, M. System Advisor Model (SAM) General Description (Version 2017.9.5), 2018. <https://doi.org/10.2172/1440404>
- [14] Photovoltaic Geographical Information System, https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html [pristupljeno 19.03.2025.]

AUTORI

msr Milan Ivezić - Asistent, Akademija tehničko-umetničkih strukovnih studija Beograd Odsek Visoka škola elektrotehnike i računarstva, milanivezic@gmail.com, ORCID [0009-0003-8260-4456](https://orcid.org/0009-0003-8260-4456)

dr Ivana Vlajić-Naumovska - Profesor s.s., Akademija tehničko-umetničkih strukovnih studija Beograd Odsek Visoka škola elektrotehnike i računarstva, ivana.vlajic.naumovska@viser.edu.rs, ORCID [0009-0003-6364-8154](https://orcid.org/0009-0003-6364-8154)

dr Aleksandra Grujić - Profesor s.s., Akademija tehničko-umetničkih strukovnih studija Beograd Odsek Visoka škola elektrotehnike i računarstva, aleksandrag@gs.viser.edu.rs, ORCID [0000-0002-8372-2468](https://orcid.org/0000-0002-8372-2468)

mr Neša Rašić - Predavač, Akademija tehničko-umetničkih strukovnih studija Beograd Odsek Visoka škola elektrotehnike i računarstva, nesar@viser.edu.rs, ORCID [0009-0000-8160-7653](https://orcid.org/0009-0000-8160-7653)

Struk. inž. Miloš Borak – Elektromeža Srbije A.D. ORCID [0009-0002-5892-8525](https://orcid.org/0009-0002-5892-8525)

Prediction of Rooftop Photovoltaic Power Plant Production Using the System Advisor Model (SAM) Software with Results Validation

Abstract – The paper describes the possibility of using the System Advisor Model (SAM) software tool in planning a photovoltaic power plant on the rooftop of an industrial building in Čačak. The configuration of the power plant is largely determined by the configuration of the rooftop and its static conditions, especially when it comes to the orientation of the photovoltaic modules and the need for additional substructure. Therefore, simulations of the power plant operation were carried out under conditions optimal for the production of electric power and conditions optimal from the point of view of the need for additional elements that ensure the mechanical safety of the structure. The reduction of the produced electricity concerning the optimal orientation of the module was analysed. The results were verified by data on the monthly electricity production available after the power plant commissioning.

Index terms – System Advisor Model (SAM), Rooftop photovoltaic, Power prediction, Software tool

CIP - Каталогизација у публикацији
Народна библиотека Србије, Београд

621.3

ENERGIJA, ekonomija, ekologija : list Saveza
energetičara / glavni i odgovorni urednik Dušan Gordić
. - God. 1, br. 1 (1996)- . - Beograd : Savez energetičara,
1996- (Kragujevac : Mašinac). - 29 cm

Tromesečno. - Drugo izdanje na drugom medijumu:
Energija, ekonomija, ekologija (Online) = ISSN 2812-7528
ISSN 0354-8651 = Energija (Beograd)
COBISS.SR-ID 108696839



www.savezenergeticara.org