

ISSN 0354-8651

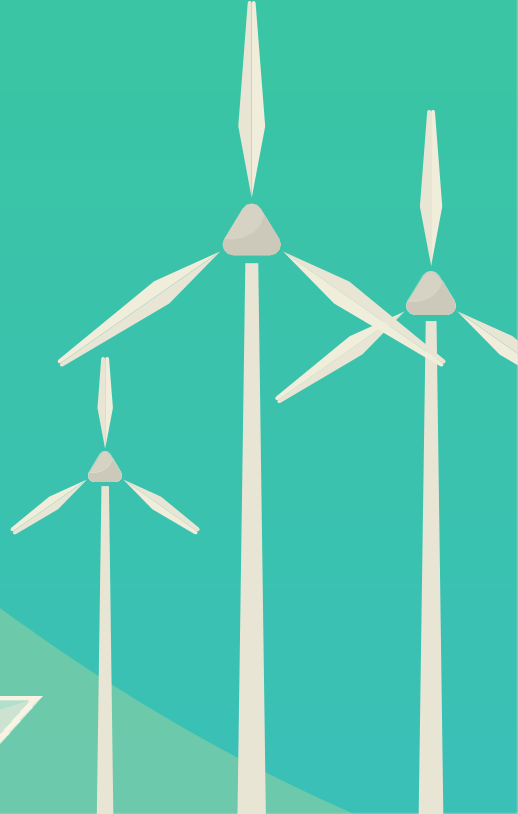


List Saveza energetičara

Broj 4 / Godina XXIV / Decembar 2022.

energija

| ekonomija | ekologija



e3e3

energija

| ekonomija | ekologija

Energija / Ekonomija / Ekologija

Broj 4, Decembar 2022

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, Beograd
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 Vrtič, 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
reprodukovana, presnimavan ili prenošen bez
prethodne saglasnosti Izdavača.*



Sadržaj

- [01] Željko ĐURIŠIĆ, Bojana ŠKRBIĆ
Potencijal energije sunca i vetra za strateško planiranje dekarbonizacije proizvodnje električne energije u Srbiji / Solar and Wind Energy Potential for Strategic Planning of Decarbonisation of Electricity Production in Serbia
- [12] Branko STOJANOVIĆ, Tomislav RAJIĆ, Darko ŠOŠIĆ
Rekonfiguracija distributivne mreže i otočna kompenzacija uz prisustvo vetro generatora i solarnih panela / Distribution Network Reconfiguration and Capacitor Switching in the Presence of Wind Generators and Solar Panels
- [22] Katarina OBRADOVIĆ, Goran DOBRIĆ
Optimalno pozicioniranje sinhrofazorskih jedinica primenom genetičkog algoritma / PMU Optimal Placement Using Genetic Algorithm
- [28] Aleksandar MADŽAREVIĆ, Miroslav CRNOGORAC
Sigurnost snabdevanja kao glavni deo slagalice energetske bezbednosti / Security of Supply as a Major Part of the Energy Security Puzzle
- [38] Milica RADOVANOVIĆ, Željko ĐURIŠIĆ
Optimalno planiranje balansne rezerve za pokrivanje debalansa u proizvodnji vetroelektrana u Južnom Banatu / Optimal Planning of Reserve for Balancing Wind Power Production in South Banat

- [47] Vladan DURKOVIĆ, Željko ĐURIŠIĆ
Razvoj metodologije za utvrđivanje optimalne snage fotonaponske elektrane postavljene na nagnutom terenu / Development of a Methodology for Determining the Optimal Power of a Photovoltaic Power Plant on Sloping Surface
- [52] Snežana DRAGIĆEVIĆ, Vojislav VUJIČIĆ, Milan MARJANOVIĆ
Analiza rada solarne elektrane u NTP Čačak - System Advisor Model (SAM) modelovanje i poređenje sa stvarnim rezultatima / System Advisor Model (SAM) Modelling of Solar Power Plant and Comparison to Actual Performance Data
- [57] Miodrag VUKOVIĆ, Željko V. DESPOTOVIĆ, Bojan SIMONOVIĆ
Iskustva u izvođenju i eksploataciji fotonaponske elektrane instalisane snage 500 kW u fabrici „Gruner“ d.o.o-Vlasotince / Experiences in Realization and Exploitation of Photovoltaic Power Plant with 500 KW of Installed Power in “Gruner” Ltd. - Vlasotince
- [68] Milorad ZAKIĆ, Goran KVAŠČEV
Procena mesta nastanka kvara na električnom vodu primenom veštačkih neuralnih mreža / Fault Location on Extra-High Voltage Transmission Lines Using Neural Networks
- [75] Kovica BIBIĆ, Ivana STAMENIĆ, Tomislav RAJIĆ
Analiza uticaja ispada proizvodnih jedinica u TENT A i B na gubitke u prenosnom sistemu Srbije / Analysis of the Impact of Production Unit Outages in TENT A and B on Losses in the Transmission System of Serbia
- [80] Miroslav ŽERAJIĆ, Milan STOJANOVIĆ
Analiza kvaliteta električne energije na satnom nivou kod priključenja elektrana na obnovljive izvore energije / Power Quality Analysis for the RES Connection Using Hourly Resolution Data
- [85] Anton CHAUSHEVSKI, Sofija NIKOLOVA-POCEVA
Dugoročno planiranje makedonskog sistema snabdevanja električnom energijom / Long Term Planning of Macedonian Electricity Supply System

Potencijal energije sunca i vetra za strateško planiranje dekarbonizacije proizvodnje električne energije u Srbiji

Solar and Wind Energy Potential for Strategic Planning of Decarbonisation of Electricity Production in Serbia

Željko Đurišić, Bojana Škrbić

Univerzitet u Beogradu -Elektrotehnički fakultet, Bulevar kralja Aleksandra 73, 11000 Beograd

Rezime -Postojeća struktura proizvodnje električne energije u Srbiji nije održiva i potrebno je sagledati mogućnosti dekarbonizacije proizvodnje električne energije u budućnosti. Obnovljivi izvori energije predstavljaju jedini održiv resurs za sprovođenje strategije dekarbonizacije. U ovom radu su prikazani rezultati istraživanja potencijala energije sunca i vetra na teritoriji Republike Srbije. Prikazana je prostorna disperzivnost ovih izvora i procenjen je energetska potencijal za svaki region. Na osnovu raspoloživih globalnih baza podataka sagledan je potencijal i definisana moguća instalisana snaga i godišnja proizvodnja električne energije za svaki region. Zaključeno je da tehnički iskoristiv potencijal energije vetra na teritoriji Republike Srbije (bez KiM) iznosi oko 11,500 MW iz kojeg bi se moglo proizvesti oko 29,5 TWh električne energije godišnje. Tehnički iskoristiv solarni potencijal u Srbiji je procenjen na oko 24 GW_p, od kojih je oko polovina na krovnim površinama. Procenjena proizvodnja električne energije iz solarnih kapaciteta je oko 30,5 TWh godišnje.

Ključne reči -energija sunca, energija vetra, proizvodnja električne energije, dekarbonizacija, energetska strategija

Abstract - The current structure of electricity production in Serbia is not sustainable and it is necessary to consider the possibilities of decarbonisation of electricity production in the future. Renewable energy sources are the only sustainable resource for implementing the decarbonisation strategy. This paper presents the results of research of the potential of solar and wind energy in the territory of the Republic of Serbia. The spatial depressiveness of these sources is presented and the energy potential is estimated for each region. Based on the available global databases, the potential was considered and the possible installed capacity and gross annual electricity production for each region were defined. It was concluded that the technically usable potential of wind energy in the territory of the Republic of Serbia (excluding Kosovo and Metohija) is about 11,500 MW, from which about 29.5 TWh of electricity could be produced annually. The technically usable solar potential in Serbia is estimated at about 24 GW_p, of which about half is on roof surfaces. The estimated production of electricity from solar capacities is about 30.5 TWh per year.

Index Terms - Solar energy, Wind energy, Electricity

production, Decarbonisation, Energy strategy

1 UVOD

Energetika Republike Srbije se nalazi na prekretnici. Najveći izazovi i problemi su u oblasti elektroenergetike. Oko 70% električne energije Srbija trenutno dobija iz termoelektrana na ugalj, a preostalih oko 30% iz hidroelektrana, dok je učešće vetroelektrana i fotonaponskih elektrana manje od 4%.

Ovakva struktura proizvodnih kapaciteta dugoročno nije održiva i ne može se računati na ugalj kao osnovni energent u budućnosti, jedan od glavnih razloga su male rezerve ovog tradicionalnog energenta. Već danas je eksploatacija uglja u Srbiji mnogo skuplja nego pre deset godina. Danas je potrebno izmestiti pet-šest tona zemlje da bi se iskopala tona uglja, a ranije je to bilo 2:1 ili čak i manje. To govori o tome da su raspoložive rezerve uglja u Srbiji već iscrpljene u velikoj meri. Osim skupljih eksploatacionih troškova, ugalj je i sve lošijeg kvaliteta u pogledu energetske vrednosti i čistoće. U centralnoj Srbiji postoje izvesne rezerve, za 20–30 godina ako bi eksploatacija bila nastavljena sa postojećim intenzitetom iskopa. Na Kosovu i Metohiji su rezerve višestruko veće, ali, nažalost, pitanje je da li na njih možemo da računamo u doglednoj budućnosti. Osim iscrpljenih rezervi, kao glavnog ograničenja u pogledu eksploatacije uglja, postavlja se pitanje da li sadašnja generacija ima etičko pravo da sagori sve rezerve uglja u Srbiji. To nije princip održive energetike. Ugalj treba da čuvamo kao stratešku rezervu, a ne kao bazni energent kojeg treba sagorevati sa što jačim intenzitetom, kako se to danas radi u elektroenergetskom sistemu Srbije. Ako se uz prethodne argumente doda i uticaj proizvodnje uglja na životnu sredinu, starost postojećih termoelektrana, kao i ekološke takse na emisiju CO₂, jasno je da ugalj nema ni na srednjoročnom planu ekonomsku, ekološku i etičku opravdanost eksploatacije sa postojećom dinamikom.

Glavno pitanje u strateškom planiranju razvoja energetike Srbije je kako obezbediti zamenske kapacitete za termoelektrane na ugalj koji će obezbediti potrebe Srbije za električnom energijom u budućnosti. U tom pogledu, energetska nezavisnost treba da bude prioritetan strateški zadatak, a to znači da je potrebno planirati razvoj energetike Srbije sa resursima kojim raspolaže Srbija. Treba napomenuti da postoje strategije koje se oslanjaju na gasne i nuklearne elektrane kao glavne pravce razvoja

energetike. Ovaj pristup je tehnički verovatno najjednostavniji sprovesti i takvim sistemom bi bilo i najjednostavnije upravljati. Ipak, takav pristup vodi u energetske ropstvo, s obzirom na to da Srbija nema raspoložive resurse gasa niti je realno da se može proizvoditi nuklearno gorivo u Srbiji. Svaki poremećaj cena ovih energenata na berzi, kao što je trenutno stanje uzrokovano ratom u Ukrajini, doveo bi do poremećaja proizvodnje električne energije u Srbiji. Osim toga, političke konsekvence energetske zavisnosti i problemi prihvatljivosti nuklearnih elektrana kao objekata koji stvaraju nuklearni otpad i rizik od havarija u toku njihove eksploatacije su aspekti koji ne idu u prilog razvoju takvih strategija.

Polazeći od strateških pravaca energetske nezavisnosti, ekološke i energetske održivosti, glavni izvori električne energije u budućnosti u Srbiji treba da budu obnovljivi izvori energije, a to su: hidroelektrane, vetroelektrane i solarne elektrane. Investicioni troškovi za realizaciju ovakve strategije su veći od troškova izgradnje sistema sa konvencionalnim elektranama, ali ne treba zaboraviti da u slučaju obnovljivih izvora nema troškova goriva, niti problema njihove iscrpljenosti, pa je i ekonomija ovakve strategije dugoročno na strani obnovljivih izvora.

U ovom radu su izvršene analize energetskeg potencijala solarnog zračenja i vetra na teritoriji Republike Srbije. Na osnovu raspoloživih globalnih baza podataka i merenja sprovedenih na terenu izvršena je kvantifikacija tehničkog potencijala u pogledu mogućnosti konverzije u električnu energiju za sve regione u Srbiji osim Kosova i Metohije. Pored energetskeg potencijala, za izgradnju vetroelektrana i solarnih elektrana velikih snaga, sagledana su i ograničenja u pogledu zona zaštićenih područja, kvaliteta zemljišta, kao i pristupačnosti terena.

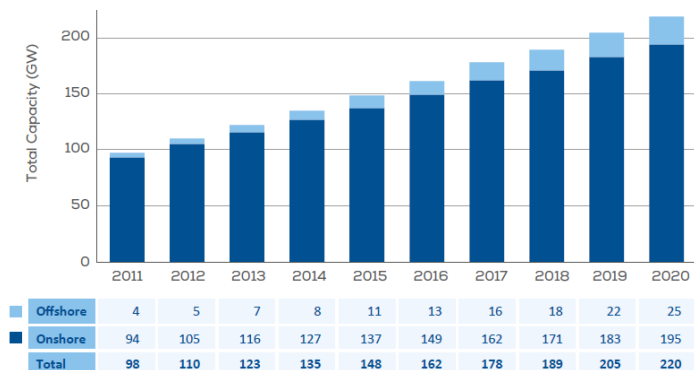
II TRENUTNO STANJE I TRENDOVI RAZVOJA KAPACITETA VETROELEKTRANA I SOLARNIH ELEKTRANA U EVROPI

Mehanizmi podsticaja izgradnje obnovljivih izvora energije u prethodnih dvadeset godina su imali za cilj da doprinesu razvoju tehnologije i industrije obnovljivih izvora energije. Razvoj industrije i konkurentnog tržišta fotonaponskih sistema i vetroagregata je doprineo drastičnom smanjenju investicionih i operativnih troškova. Prema Međunarodnoj agenciji za obnovljive izvore energije, troškovi proizvodnje električne energije iz fotonaponskih elektrana su u periodu 2010. -2021. sniženi gotovo 10 puta, a za vetroelektrane na kopnu su niži 2 puta. Specifični svedeni troškovi proizvodnje električne energije (*LCOE*) u solarnim i vetroelektranama pre svega zavise od potencijala energije vetra i sunca, ali su u mnogim regionima već na nivou da su vrlo konkurentni konvencionalnim elektranama. Razvoj tehnologija i sistemi podsticaja su doprineli intenzivnoj izgradnji vetroelektrana i solarnih elektrana u celom svetu.

Globalni instalirani kapaciteti vetroelektrana su do 2020. godine dostigli 743 GW [1,2]. Samo u 2020. godini, u pogon je stavljeno 93 GW. Razvoj vetroelektrana je prisutan na svim kontinentima, ali je najizraženiji u Evropi. Na slici 1 prikazan je trend porasta instaliranih kapaciteta vetroelektrana u zemljama Evropske unije (EU) u poslednjih 10 godina.

Zemlje EU već i sada postižu visok udeo proizvedene električne energije iz vetra. Tako Danska pokriva 48% godišnje potrošnje

električne energije iz vetroelektrana, Irska je dostigla 38%, a Nemačka 27% u 2020. godini. U toku 2020. godine EU je pokrivala oko 16% svoje potrošnje električne energije iz vetroelektrana.



Slika 1. Kumulativna instalirana snaga vetroelektrana u EU od 2011. do 2020. [2]

Pored vetroelektrana, intenzivan razvoj tehnologija i instaliranih kapaciteta je izražen u oblasti solarne energetike. Na slici 2 prikazan je trend i prognoze u pogledu porasta instaliranih kapaciteta fotonaponskih elektrana u EU. Tokom 2019. godine fotonaponske elektrane su bile najzastupljeniji tip tehnologije među novoizgrađenim elektranama na globalnom nivou. Izgrađeno je 6 puta više instalirane snage solarnih elektrana od termoelektrana, i gotovo duplo više od vetroelektrana. Udeo proizvodnje električne energije iz solarnih elektrana u globalnoj proizvedenoj električnoj energiji tokom 2019. godine je iznosio 2,6%, [3,4].



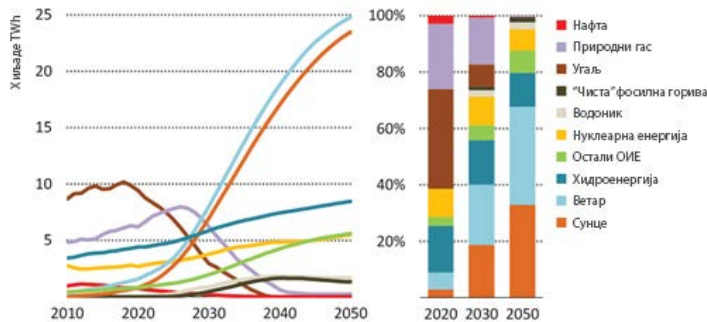
Slika 2. Istorijski i očekivani kapaciteti fotonaponskih elektrana u EU

Na osnovu datog pregleda instaliranih kapaciteta u zemljama EU i svetu, može se zaključiti da bi bilo potrebno da Srbija ima oko 3000 MW instalirano u vetroelektranama i oko 2500 MW_p instalirano u fotonaponskim elektranama da bi bila na nivou prosečnog elektroenergetskog sistema zemlja u Evropi.

Da bi se smanjio tempo globalnog zagrevanja, procena većine referentnih međunarodnih studija je da se udeo energije iz obnovljivih izvora mora povećati na najmanje 60% do kraja 2050. godine kako bi se postigao dogovoreni cilj Pariskog sporazuma o maksimalnom globalnom povećanju temperature ne

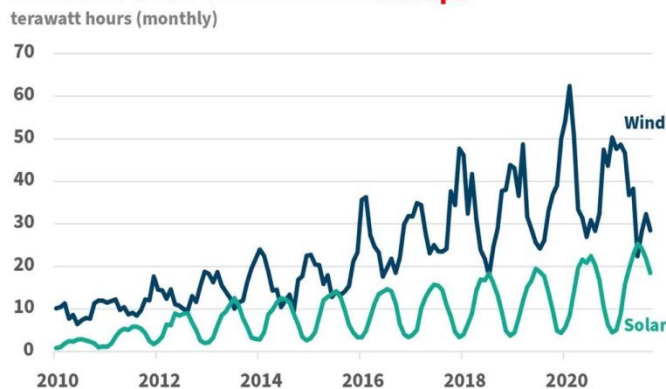
većem od 1,5 °C do kraja stoleća.

Međunarodna agencija za energetiku (*International Energy Agency - IEA*) je u maju 2021. godine publikovala studiju [5] u kojoj je analizirala scenario potpune dekarbonizacije u proizvodnji električne energije do 2050. godine. Na slici 3. je prikazana prognozirana struktura proizvodnje električne energije prema ovom scenariju, na osnovu kojeg bi u 2050. godini 90% električne energije na globalnom nivou bilo proizvedeno u vetroelektranama i fotonaponskim elektranama.



Slika 3. Prognozirani trend u strukturi globalne proizvodnje električne energije prema konceptu potpune dekarbonizacije do 2050.

Wind and Solar Generation in Europe



Source: International Energy Agency, Monthly Electricity Statistics, December 2021. Data for OECD Europe, updated to September 2021.

Slika 4. Profil proizvodnje električne energije iz vetroelektrana i fotonaponskih elektrana u Evropi u poslednjih 10 godina

Dakle, očekuje se da vetar i sunce budu glavni nosioci proizvodnje električne energije u budućnosti. Pri planiranju kapaciteta solarnih elektrana i vetroelektrana potrebno je iskoristiti njihovu komplementarnost. Vetar u proseku duva jače noću nego danju i jače zimi nego leti, što je komplementarno sa solarnim zračenjem. Iz tog razloga, treba optimalno planirati instalirane snage solarnih elektrana i vetroelektrana, tako da njihova zbirna proizvodnja bude što približnija potrebama potrošnje. Takvu vremensku varijabilnost i komplementarnost pokazuju postojeći instalirani kapaciteti u Evropi. Na slici 4. prikazane su srednje mesečne proizvodnje električne energije iz fotonaponskih elektrana i vetroelektrana u Evropi u poslednjih deset godina. Sezonski profili ova dva resursa su komplementarni i jasno je da postoji optimalan odnos instaliranih

kapaciteta pri kojem će postojati najbolja prirodna usklađenost profila potrošnje i proizvodnje električne energije iz ovih varijabilnih izvora.

III TRENUTNO STANJE INSTALISANIH KAPACITETA OIE U SRBIJI I REGULATORNI OKVIRI ZA NJIHOV DALJI RAZVOJ

Energetska politika Srbije usaglašava se sa energetsom politikom Evropske Unije posredstvom Energetske zajednice, kao regionalnog koordinatora. Sve zemlje Zapadnog Balkana su potpisivanjem Ugovora o osnivanju Energetske zajednice (*Energy Community Treaty - ECT*) preuzele obaveze u pogledu razvoja obnovljivih izvora energije kroz Nacionalne planove za razvoj obnovljivih izvora energije, koji definišu putanje ka postizanju zadatih ciljeva u pogledu povećanja učešća obnovljivih izvora energije u ukupnoj energetske slici, pri čemu su precizno definisani ciljevi za svaki sektor (električne energije, grejanja i klimatizacije i transporta). Takođe, sve zemlje Zapadnog Balkana su preuzele obaveze da razviju Nacionalne energetske i klimatske planove prema kojima će se definisati putanje dekarbonizacije. Ovi nacionalni planovi pokrivaju period od 2021. do 2030. godine sa perspektivama do 2050. i predstavljaju najbitniji okvir za sprovođenje direktiva Evropske unije u oblasti obnovljivih izvora energije i energetske efikasnosti.

U okviru "Evropskog zelenog dogovora" Evropska Unija je definisala "Zelenu agendu za Zapadni Balkan" i "Ekonomske i investicioni plan za Zapadni Balkan" sa kojima se Srbija saglasila na regionalnom samitu u Sofiji u novembru 2020, što znači da će Srbija aktivno učestvovati u dekarbonizaciji regiona. Nacionalnu strategiju razvoja OIE treba prilagoditi regionalnom solarnom i vetroenergetskom potencijalu, očekivanom rastu konzuma, perspektivnom razvoju cena fosilnih goriva, karbonskih emisija i tehnologija.

U Srbiji je u proteklom periodu bila relativno slaba izgradnja obnovljivi izvora u poređenju sa zemljama EU. Na osnovu raspoloživih podataka dobijenih iz Godišnjeg izveštaja EMS a. d. [7], sagledani su instalirani kapaciteti varijabilnih obnovljivih izvora koji su priključeni na prenosnu mrežu Srbije. Podaci su prikazani u tabeli 1.

Tabela 1. Kapaciteti varijabilnih obnovljivih izvora koji su priključeni na prenosni sistem, stanje 31.12.2020. godine

Tip elektrane	Ukupna instalirana snaga [MW]	Ukupna instalirana snaga elektrana u vlasništvu JP EPS [MW]	Ukupna instalirana snaga elektrana u privatnom vlasništvu [MW]
Vetroelektrane	374	0	374
PV elektrane	0	0	0
Ukupno	374	0	374

U tabeli 2 prikazani su podaci o ukupnim instalisanim snagama elektrana koje su priključene na distributivni sistem Srbije.

Tabela 2. Pregled instalisanih snaga obnovljivih izvora priključenih na distributivni sistem, stanje 31.12.2020. godine

Tip elektrane	Ukupna instalisana snaga [MW]	Ukupna instalisana snaga elektrana u vlasništvu JP EPS [MW]	Ukupna instalisana snaga elektrana u privatnom vlasništvu [MW]
Hidroelektrane	109,10	40,49	68,62
Kogeneracije	32,46	0	32,46
Biogas	28,51	0	28,51
Vetroelektrane	25,32	0	25,32
PV elektrane	11,53	0,33	11,20
Prirodni gas	3,41	0	3,41
Biomasa	2,38	0	2,38
Ukupno	212,71	40,82	171,89

Procena daljeg razvoja instalisanih kapaciteta obnovljivih izvora energije u Srbiji je povezana sa dosta neizvesnosti, te se ne može pouzdano sagledati. Neizvesnosti su pre svega posledica: nepostojanje političkog konsenzusa i jasnih nacionalnih strateških okvira razvoja obnovljivih izvora energije i dekarbonizacije proizvodnje električne energije, nedovoljno istraženih potencijala energije vetra, nedovoljno izgrađenih kapaciteta prenosne i distributivne mreže, kao i kapaciteta za balansiranje proizvodnje varijabilnih obnovljivih izvora, ali i nerešenih socijalnih pitanja koja su u vezi sa procesom dekarbonizacije proizvodnje električne energije u Srbiji.

IV RESURSI ZA IZGRADNJU FOTONAPONSKIH ELEKTRANA U SRBIJI

Prednost izgradnje solarnih elektrana u odnosu na sve ostale obnovljive izvore električne energije je što je ovaj resurs dostupan na svakoj lokaciji i što je njegova prostorna varijabilnost značajno manja nego što je slučaj sa energijom vetra.

Glavni ograničavajući faktor u pogledu instalisanja fotonaponskih sistema jeste relativno mala specifična snaga po jedinici površine, što zahteva zauzeće velikih površina. Dva su glavna pravca planiranja izgradnje fotonaponskih panela i to: instalacije na krovnim površinama industrijskih, komercijalnih, rezidencijalnih i drugih objekata i instalacije na namenskim konstrukcijama postavljenim na zemlji. Pored ovih površina, za instalaciju fotonaponskih sistema se mogu koristiti i vodene površine u mirnim veštačkim jezerima i akumulacijama.

Što se tiče solarnog potencijala, Srbija ima dobre predispozicije sa aspekta godišnje insolacije, tako da se očekivana godišnja proizvodnja fotonaponskih panela na krovnim površinama kreće od 1000 do 1300 kWh/kWp, u zavisnosti od orijentacije krovnih

površina, prisustva senki i regiona u kojem se instalira panel. Konstrukcije na zemlji se postavljaju tako da je optimizovan njihov azimutni i nagibni ugao, tako da je očekivana godišnja proizvodnja po jedinici instalisane snage veća u odnosu na prosečnu krovnu instalaciju i iznosi od 1200 do 1400 MWh/MWp, u zavisnosti od regiona u kojem se instalira. U novije vreme sve su popularnije konstrukcije koje obezbeđuju praćenje položaja Sunca. Najširu primenu su našle konstrukcije sa jednoosnim praćenjem sunca sa osovinom u horizontalnoj ravni. Ovakve konstrukcije obezbeđuju značajno veću specifičnu energiju i kod ovakvih sistema se može očekivati godišnja proizvodnja u opsegu 1500 do 1650 MWh/MWp, u zavisnosti od regiona u kojem je izgrađena elektrana.

4.1 Potencijal za instalaciju fotonaponskih sistema na krovnim površinama objekata u Srbiji

Za sagledavanje potencijala za izgradnju fotonaponskih sistema na krovnim površinama u Srbiji izvršena je analiza potencijala energije sunca za svaki region u Srbiji, dok je procena ukupnih krovnih površina po regionima vršena na osnovu podataka o broju stanovnika u određenom regionu. Za svaki region je izvršena procena ukupne godišnje dozračene solarne energije na horizontalnoj površini na otvorenom prostoru bez senki okolnih objekata i topografskih elemenata. Za procene potencijala energije sunca korišćena je višegodišnja globalna baza meteoroloških podataka ERA 5.

Prema raspoloživim podacima ukupna površina krovova objekata u Srbiji se procenjuje na oko 600 km². Procene adekvatnih krovnih površina za instalaciju fotonaponskih sistema na nivou Srbije su urađene samo za školske i predškolske objekte, a rezultati tih analiza su prikazani u monografiji [8], kao i u radovima [15, 16]. Metodologija i rezultati prikazani u [8] su korišćeni za procenu potencijala krovnih površina za izgradnju fotonaponskih sistema u Srbiji. Moguća instalisana snaga na određenoj krovnoj površini zavisi od efikasnosti korišćenih fotonaponskih modula. U pogledu geometrije, osnovna podela krovnih fotonaponskih sistema je vezana za nagib krovne površine, pa razlikujemo ravne i kose krovne površine. Kod ravnih krovnih površina celokupne površine se tehnički mogu koristiti za postavljanje fotonaponskih panela. Kod kosih krovova, delovi krovnih površina koje su orijentisane južno mogu biti ekonomski opravdane za postavljanje fotonaponskih panela. Uz pretpostavku da je orijentacija krovnih površina podjednako verovatna u svim smerovima, može se zaključiti da 25% kosih krovnih površina ima povoljnu prostornu orijentaciju za postavljanje fotonaponskih panela. Zbog postojanja senki, kompleksnosti geometrije krova i drugih krovnih instalacija (prozori, dimnjaci,...) može se pretpostaviti da je realna aktivna površina fotonaponskih panela koja se može postaviti na krovnim površinama oko 15% ukupnih površina krovova. Uz ovu pretpostavku data je procena tehničkog potencijala za izgradnju fotonaponskih elektrana na krovnim površinama za sve regione u Srbiji. Pri proceni raspoloživog potencijala krovnih površina po regionima kao ulazni parametri korišćeni su podaci o ukupnom broju stanovnika i broju stanovnika koji žive u užim gradskim jezgrima, gde postoje višespratni stambeni objekti. Treba napomenuti da gradska jezgra obično nemaju povoljne uslove za instalaciju fotonaponskih panela zbog pravno-tehničkih

poteškoća za korišćenje krovnih površina u višespratnim objektima sa većim brojem stambenih jedinica. Ipak, gradske sredine obično predstavljaju i industrijske i trgovinske centre, tako da u prigradskim zonama postoje industrijske hale, skladišta, sportske hale i stadioni koji predstavljaju značajne kapacitete za instalaciju fotonaponskih panela. Osim toga, gradske sredine predstavljaju i jaka energetska čvorišta, sa dobro razvijenom elektroenergetskom infrastrukturuom koja može apsorbovati značajno veće količine energije iz fotonaponskih sistema nego što je to slučaj u ruralnim predelima sa slabom distributivnom mrežom.

Moguća instalisana snaga fotonaponskih panela na određenoj krovnoj površini zavisi od efikasnosti fotonaponske konverzije. Komercijalni silicijumski fotonaponski moduli imaju efikasnost (STC) od oko 20%. Dalji razvoj tehnologija fotonaponske konverzije će dovesti do povećanja efikasnosti, a time i do

efikasnijeg iskorišćenja krovnih površina.

U tabeli 3. prikazani su rezultati proračuna potencijala fotonaponskih panela instalisanih na krovnim površinama objekata u Srbiji po regionima. U četvrtoj koloni tabele prikazani su podaci o specifičnoj godišnjoj proizvodnji prosečnog krovno integrisanog fotonaponskog panela za svaki region u Srbiji. U petoj koloni su prikazani podaci o procenjenim mogućim instalisanim snagama fotonaponskih sistema na krovnim površinama u Srbiji. U poslednjoj koloni tabele su prikazani podaci o očekivanoj godišnjoj proizvodnji kada bi svi kapaciteti bili izgrađeni.

Treba napomenuti da se podaci odnose na proizvodnju novih fotonaponskih panela. Tokom eksploatacije njihova efikasnost degradira, tako da bi prosečna proizvodnja u toku životnog veka bila oko 10% niža u odnosu na podatke prikazane u tabeli 3.

Tabela 3. Potencijal za izgradnju PV panela na krovovima objekata u Srbiji

Broj regiona	Region	Broj stanovnika	Specifična godišnja proizvodnja PV sistema na krovnim površinama (MWh/MWp)	Tehnički potencijal za instalaciju PV sistema na krovnim površinama (MWp)	Godišnja proizvodnja PV sistema na krovnim površinama (GWh/god)
1	Zapadnobačka oblast	173213	1175	328	385
2	Severnobačka oblast	179380	1179	239	282
3	Severnobanatska oblast	136918	1178	272	320
4	Južnobačka oblast	618388	1184	970	1148
5	Srednjobanatska oblast	175623	1185	282	334
6	Sremska oblast	299060	1177	644	758
7	Južnobanatska oblast	279281	1187	528	627
8	Mačvanska oblast	280290	1169	571	667
9	Beogradski region	1690193	1186	1699	2015
10	Kolubarska oblast	163657	1162	400	465
11	Podunavska oblast	187003	1178	330	389
12	Braničevska oblast	167922	1183	321	380
13	Zlatiborska oblast	268393	1228	400	491
14	Moravička oblast	200205	1178	346	408
15	Šumadijska oblast	283235	1182	406	480
16	Pomoravska oblast	199698	1187	360	427
17	Borska oblast	113000	1227	233	286
18	Raška oblast	305147	1196	607	726
19	Rasinska oblast	224191	1188	429	510
20	Nišavska oblast	362331	1224	554	678
21	Zaječarska oblast	107835	1247	200	249
22	Toplička oblast	84252	1231	147	181
23	Jablanička oblast	201024	1220	290	354
24	Pirotska oblast	84827	1248	170	212
25	Pčinjska oblast	197538	1268	370	469
	SRBIJA (bez KiM)	6982604	1198	11096	13241

4.2 Potencijal za izgradnju fotonaponskih elektrana na konstrukcijama na tlu

Izgradnja fotonaponskih elektrana na površinama na tlu je ograničena pre svega upotrebom vrednosti zemljanih površina i raspoloživom elektroenergetskom infrastrukturu za evakuaciju proizvedene električne energije. Izgradnjom fotonaponskih elektrana na klasičnim konstrukcijama se bitno umanjuje ili onemogućava korišćenje zemljišta za poljoprivrednu proizvodnju. Iz tog razloga, izgradnju fotonaponskih panela treba planirati na devastiranom zemljištu i poljoprivrednom zemljištu lošeg kvaliteta (kao što su pašnjaci, livade i njive lošeg kvaliteta).

U tehnološkom pogledu danas se razvijaju sistemi sa solarnim trakerima i sistemi sa fiksnim konstrukcijama. Sistemi sa solarnim trakerima zahtevaju relativno ravno zemljište sa nagibom manjim od 10° , dok fiksne konstrukcije mogu biti postavljene i na terenu složenije topografije.

Bitno ograničenje za izgradnju fotonaponskih elektrana velikih snaga su zaštićena područja. Zaštićena područja su u ovom radu identifikovana na osnovu raspoloživih podataka preuzetih sa geoportala Zavoda za zaštitu prirode Republike Srbije, kao i Pokrajinskog zavoda za zaštitu prirode Vojvodine. Na slici 5. prikazana su mape sa naznačenim zaštićenim područjima.

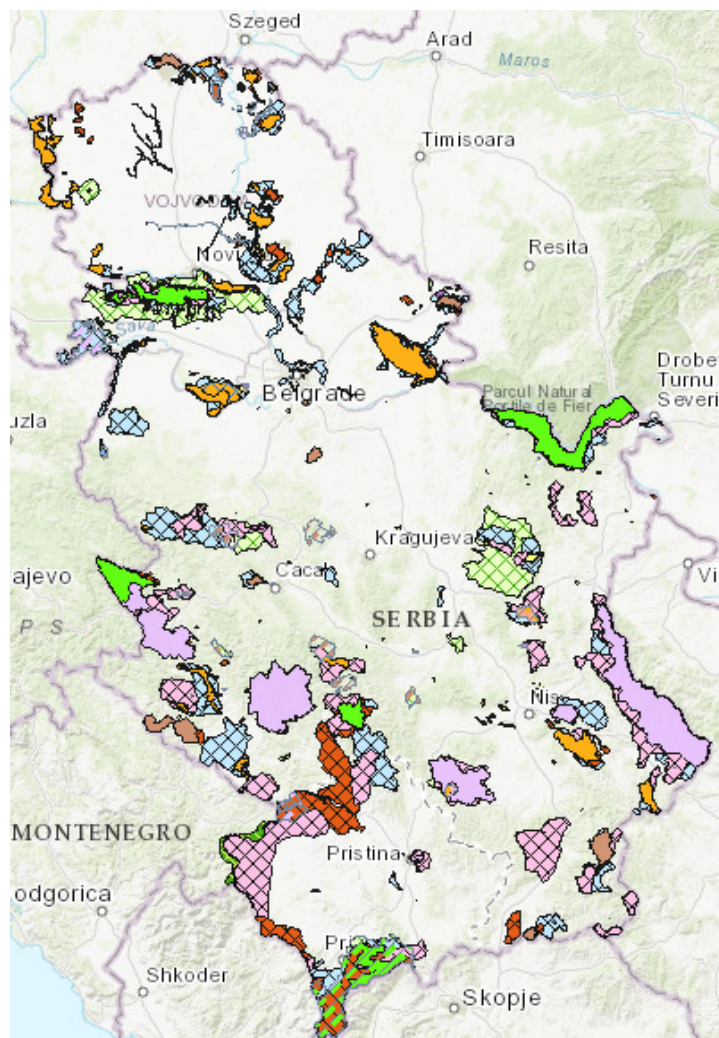
Zaštićena područja koja su naznačena na slici 5. obuhvataju:

- Zaštićena područja
- Područja u postupku zaštite
- Ramsar područja
- Značajna područja za leptire (PBA)
- Značajna područja za biljke (IPA)
- Značajna područja za ptice (IBA)
- Ekološka mreža
- EMERALD područja

S obzirom na činjenicu da su značajne površine pašnjaka, naročito u Vojvodini, zaštićena područja, potrebno je razmatrati i prihvatljivost izgradnje ovakvih sistema na obradivom zemljištu. Za izgradnju fotonaponskih elektrana na kvalitetnom obradivom zemljištu treba analizirati mogućnosti izgradnje tzv. agrofotonaponskih elektrana čije konstrukcije omogućavaju nesmetanu poljoprivrednu proizvodnju. Za neke poljoprivredne kulture ovakav koncept može omogućiti i veće poljoprivredne prinose. Ovaj koncept može biti od posebnog interesa za zemljište u Vojvodini, ali i ostalim poljoprivrednim regijama u Srbiji. U analizama u ovom radu nije razmatran ovakav tip elektrane i on može biti sagledan kao dodatni resurs.

Uvažavajući date pretpostavke i ograničenja, za svaki region u Srbiji je procenjen potencijal za izgradnju fotonaponskih elektrana. Najveći potencijal za izgradnju predstavlja devastirano zemljište u površinskim kopovima uglja u Kolubarskom regionu, kao i u regionu ugljenokopa Drmno. Takođe, pepelišta i drugo uzurpirano zemljište od strane termoelektrana može biti iskorišćeno za izgradnju fotonaponskih elektrana. Osim devastiranog zemljišta, u ciljnim regionima postoji dobra elektroenergetska infrastruktura koja je razvijana za potrebe

evakuacije energije iz termoelektrana, što omogućava priključivanje elektrana velikih snaga.



Slika 5. Zaštićena područja na teritoriji Republike Srbije

U tabeli 4. prikazani su rezultati proračuna potencijala fotonaponskih panela instaliranih na konstrukcijama na tlu u Republici Srbiji po regionima (bez KiM). U četvrtoj koloni tabele prikazani su podaci o specifičnoj godišnjoj proizvodnji prosečne elektrane za svaki region u Srbiji. Pri ovoj analizi pretpostavljeno je da će pola kapaciteta biti realizovano na konstrukcijama sa praćenjem azimutnog ugla Sunca, a pola na fiksnim južno orijentisanim konstrukcijama. U petoj koloni su prikazani podaci o procenjenim mogućim instaliranim snagama elektrana u pojedinim regionima. U poslednjoj koloni tabele su prikazani podaci o očekivanoj godišnjoj proizvodnji kada bi svi kapaciteti bili izgrađeni.

Treba napomenuti da se podaci odnose na proizvodnju novih fotonaponskih panela. Tokom eksploatacije njihova efikasnost degradira, tako da bi prosečna proizvodnja u toku životnog veka bila oko 10% niža u odnosu na podatke prikazane u tabeli 4.

Tabela 4. Potencijal za izgradnju PV elektrana na konstrukcijama na tlu u Srbiji

Broj regiona	Region	Površina regiona (km ²)	Specifična godišnja proizvodnja fotonaponskih sistema na konstrukcijama na tlu (MWh/MWp)	Tehnički potencijal za instalaciju fotonaponskih sistema na konstrukcijama na tlu (MWp)	Godišnja proizvodnja fotonaponskih sistema na konstrukcijama na tlu (GWh/god)
1	Zapadnobačka oblast	2488	1412	50	71
2	Severnobačka oblast	1784	1417	200	283
3	Severnobanatska	2328	1416	200	283
4	Južnobačka oblast	4026	1423	200	285
5	Srednjobanatska	3257	1424	250	356
6	Sremska oblast	3485	1413	50	71
7	Južnobanatska oblast	4246	1426	120	171
8	Mačvanska oblast	3270	1399	80	112
9	Beogradski region	3234	1418	150	213
10	Kolubarska oblast	2474	1416	3000	4248
11	Podunavska oblast	1250	1402	50	70
12	Braničevska oblast	3857	1423	800	1138
13	Zlatiborska oblast	6140	1459	150	219
14	Moravička oblast	3016	1411	200	282
15	Šumadijska oblast	2388	1415	200	283
16	Pomoravska oblast	2614	1426	100	143
17	Borska oblast	3507	1483	600	890
18	Raška oblast	3923	1412	250	353
19	Rasinska oblast	2668	1408	200	282
20	Nišavska oblast	2728	1472	350	515
21	Zaječarska oblast	3624	1479	300	444
22	Toplička oblast	2231	1469	50	73
23	Jablanička oblast	2770	1473	500	736
24	Pirotska oblast	2761	1494	300	448
25	Pčinjska oblast	3520	1526	400	610
	SRBIJA (bez KiM)	77589	1436	8750	12579

4.3 Potencijal za izgradnju fotonaponskih elektrana na vodenim površinama

Problem uzurpacije zemljišta za izgradnju fotonaponskih elektrana je doveo do razvoja tehnologija plutajućih fotonaponskih elektrana koje se postavljaju na namenskim platformama na mirnim vodenim površinama, kao što su: jezera, ribnjaci, akumulacije. Prednost ovakvih sistema je što smanjuju isparavanje vode, a mogu doprineti i poboljšanju kvaliteta vode jer usporavaju rast algi, te postoje primeri u svetu gde su ovakve elektrane instalirane na akumulacionim jezerima za vodosnabdevanje gradova. Ovakva postrojenja se mogu planirati na veštačkim jezerima, dok na prirodnim jezerima uslovno može

biti prihvatljiva njihova izgradnja ako pokrivenost ne prelazi 5% površine jezera. U tabeli 5. date su preporuke koje se odnose na maksimalno prihvatljivu pokrivenost različitih vodenih površina pri izgradnji plutajućih solarnih elektrana.

Tabela 5. Preporuke o izgradnji plutajućih solarnih elektrana

Vrsta vodene površine	Veštački ribnjaci	Veštačka jezera	Prirodna jezera
Pokrivenost	do 90%	do 60%	0–5%

Prirodni potencijal za izgradnju plutajućih solarnih elektrana na teritoriji Srbije je analiziran u radu [9]. Rezultati tog istraživanja su prikazani u tabeli 6. Podaci dati u tabeli 6. se odnose na prirodni potencijal, koji uvažava samo površinu jezera i data ograničenja. Procena specifične proizvodnje je izvršena pod pretpostavkom da su paneli montirani na konstrukcijama pod nagibnim uglom od 12° .

Tehnički iskoristiv potencijal se može procenti tek nakon detaljnih studijskih istraživanja koja treba da obuhvate tehničke uslove izgradnje platformi na svakoj pojedinačnoj vodenoj

površini, ekološke i socijalne uslove izgradnje, uslove plasmana proizvedene energije i druge uslove, kao i uticaje izgradnje ovakvih postrojenja.

Treba napomenuti da se podaci u Tabeli 6. odnose na proizvodnju standardnih fotonaponskih panela na fiksnim konstrukcijama. Istraživanja [10, 11] pokazuju da se proizvodnja ovakvih sistema može bitno povećati ako bi se koristile rotacione platforme i fotonaponski moduli sa dvostranim aktivnim površinama, kao i platforme sa reflektorima.

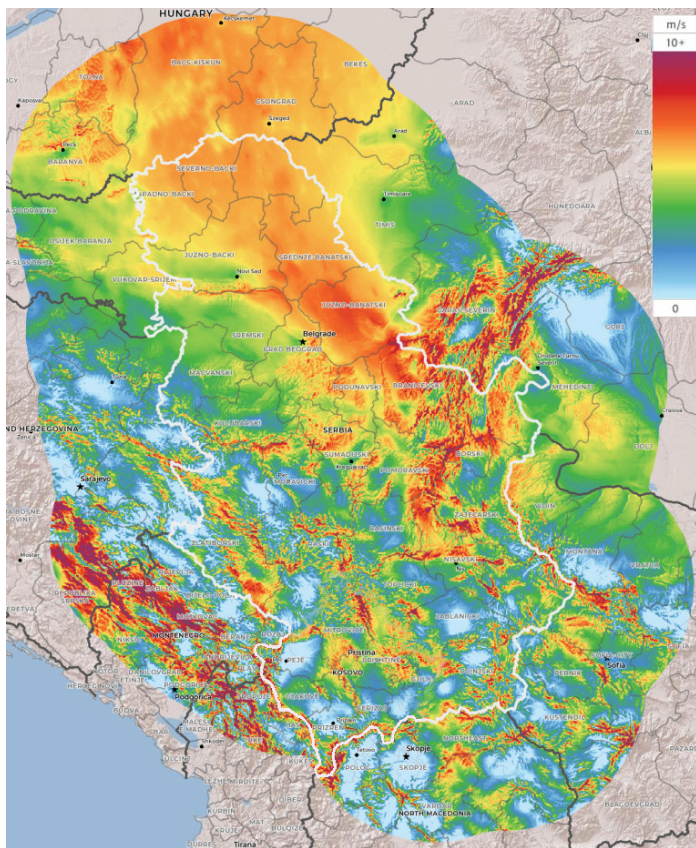
Tabela 6. Prirodni potencijal za izgradnju fotonaponskih elektrana na vodenim površinama u Srbiji

Broj regiona	Region	Specifična godišnja proizvodnja fotonaponskih sistema na vodenim površinama (MWh/MWp)	Prirodni potencijal za instalaciju fotonaponskih sistema na vodenim površinama (MWp)	Potencijalna godišnja proizvodnja fotonaponskih sistema na vodenim površinama (GWh/god)
1	Zapadnobačka oblast	1196	16	19
2	Severnobačka oblast	1200	143	172
3	Severnobanatska oblast	1199	311	373
4	Južnobačka oblast	1205	1.2	1
5	Srednjobanatska oblast	1206	222	268
6	Sremska oblast	1198	151	181
7	Južnobanatska oblast	1208	121	146
8	Mačvanska oblast	1191	227	270
9	Beogradski region	1207	60	72
10	Kolubarska oblast	1183	139	164
11	Podunavska oblast	1199	7	8
12	Braničevska oblast	1204	167	201
13	Zlatiborska oblast	1249	813	1015
14	Moravička oblast	1199	20	24
15	Šumadijska oblast	1203	348	419
16	Pomoravska oblast	1209	1	1
17	Borska oblast	1248	10	12
18	Raška oblast	-	0	0
19	Rasinska oblast	1209	100	121
20	Nišavska oblast	1246	171	213
21	Zaječarska oblast	1270	53	67
22	Toplička oblast	-	0	0
23	Jablanička oblast	1243	437	543
24	Pirotska oblast	1271	214	272
25	Pčinjska oblast	1290	517	667
	SRBIJA (bez KiM)	1219	4249	5229

V RESURSI ZA IZGRADNJU VETROELEKTRANA U SRBIJI

Za sagledavanje kapaciteta za izgradnju vetroelektrana potrebno je poznavati vetroenergetski potencijal regiona, topografske elemente terena, uključujući uslove transporta, uticaj na životnu sredinu i mogućnosti evakuacije proizvedene električne energije.

Na slici 6. prikazana je mapa potencijala energije vetra u Srbiji estimirana na visini od 100 m. Data mapa može poslužiti za orijentacionu identifikaciju vetrovitih regiona, ali ne i za procenu kapaciteta za izgradnju vetroelektrana.



Slika 6. Mapa potencijala energije vetra u Srbiji estimirana na visini od 100 m, [12]

Na osnovu raspoložive mape potencijala energije vetra, ortografskih karakteristika terena, putne i elektroenergetske infrastrukture i ograničenja koja nameću zaštićena područja, identifikovani su regioni u kojima postoji potencijal za izgradnju vetroelektrana. Treba napomenuti da pored naznačenih zaštićenih područja, koja su prikazana na slici 5., mogu postojati i druga ograničenja u pogledu uticaja na životnu sredinu koja se identifikuju kroz izrade studijskih istraživanja i monitoringa na terenu. Takođe, izgradnja vetroelektrana nije predviđena kao mogućnost u pojasu širine 1 km oko naseljenih mesta zbog akustičkih zagađenja, treperenja senke i opasnosti od razletanja turbine i ledenica.

Za procenu potencijala energije vetra u identifikovanim regionima u izradi ove strategije korišćena je baza raspoloživih mernih podataka sa namenskih mernih stubova i globalni podaci (*mesoscale data*) sa virtuelnih stubova lociranih u 21 tačku u

identifikovanim vetrovitim regionima u Srbiji. Virtuelni merni podaci pokrivaju jednogodišnji period sa satnom rezolucijom zapisa na mernim visinama od 100, 120 i 140 m. Podaci se baziraju na ERA 5 globalnoj meteorološkoj bazi koja se pokazala kao najbolja u pogledu procene vetroenergetskog potencijala. Na slici 7. prikazana je satelitska mapa teritorije Republike Srbije sa naznačenim pozicijama mernih tačaka koje su korišćene za procenu proizvodnje vetroelektrana u identifikovanim vetrovitim regionima u Srbiji.



Slika 7. Pozicija ispitnih tačaka u identifikovanim vetrovitim regionima u Srbiji (bez KiM)

Na osnovu raspoloživih topografskih podloga, urbanističkih planova i zona zaštite životne sredine procenjen je raspoloživi prostor za izgradnju vetroelektrana u svakom od identifikovanih regiona. Na osnovu parametara modernih vetroagregata i podataka o potencijalu energije vetra izvršena je procena mogućih instalisanih kapaciteta i očekivane neto godišnje proizvodnje vetroelektrana u identifikovanim regionima u Srbiji. Rezultati proračuna su dati u tabeli 7.

Sprovedene analize u ovom radu nisu obuhvatile KiM. Procena potencijala energije vetra u ovom regionu Srbije može se pronaći u prezentaciji [13].

Tabela 7. Procena tehničkog potencijala za izgradnju vetroelektrana na teritoriji Republike Srbije

Pozicija merne tačke	Region	Koordinate merne tačke	Maksimalni instalisani kapacitet (MW)	Godišnji faktor kapaciteta	Očekivana godišnja proizvodnja električne energije (GWh)
1.	Vlasinski region	42.630402°, 22.351410°	300	0,23	604,44
2.	Medveđa - Sijerinska banja	42.744032°, 21.700192	300	0,27	709,56
3.	Kuršumlja - Kopaonik	43.166227, 21.068085	200	0,20	350,40
4.	Sokobanja - Boljevac	43.690319°, 22.052176°	350	0,28	858,48
5.	Vranje - Bujanovac	42.581659°, 21.84849°	300	0,33	867,24
6.	Nova Varoš - Ivanjica	43.379707°, 20.125107°	300	0,24	630,72
7.	Zlatibor	43.738277°, 19.747049°	200	0,25	438,00
8.	Tutin -Pešterska visoravan	43.07063°, 20.29788°	300	0,24	630,72
9.	Beograd - Smederevo	44.636960°, 20.750840°	350	0,27	827,82
10.	Požarevac - Golubac-Kučevo	44.695554°, 21.252526°	1200	0,30	3153,60
11.	Južni Banat - Pančevo	44.891035°, 20.832648°	1800	0,32	5045,76
12.	Južni Banat - Bela Crkva	44.930052°, 21.405840°	300	0,27	709,56
13.	Srednji Banat	45.412857°, 20.742172°	1000	0,28	2452,80
14.	Sjeverni Banat	45.899215°, 20.354914°	600	0,26	1366,56
15.	Sjeverna Bačka	45.828923°, 19.715525°	1800	0,29	4572,72
16.	Južna Bačka	45.391719°, 19.371972°	600	0,24	1261,44
17.	Bor-Majdanpek-Negotin	44.179440°, 21.94357°	600	0,33	1734,48
18.	Kragujevac - Jagodina	44.023020°, 21.11047°	150	0,29	381,06
19.	Niš - Prokuplje	43.345336°, 21.48325°	300	0,32	840,96
20.	Paraćin - Boljevac	43.885314°, 21.71861°	100	0,33	289,08
21.	Aleksinac - Ražanj	43.632383°, 21.62856°	500	0,32	1401,60
REPUBLIKA SRBIJA (bez KiM)			11550	0,29	29127

VI ZAKLJUČAK

U radu su prikazani rezultati istraživanja tehničkog potencijala energije sunca i vetra u Srbiji na koji se može računati kao na

glavni resurs za dekarbonizaciju proizvodnje električne energije u Srbiji. Analize nisu obuhvatile Kosovo i Metohiju. Potencijal energije sunca i vetra na ovom delu Srbije je procenjen u prezentaciji [13].

Na osnovu sprovedenih analiza utvrđeno je da tehnički potencijal za izgradnju fotonaponskih elektrana na teritoriji Srbije (bez KiM) iznosi oko 24 GW, od čega je procenjeno da je polovina ovog potencijala raspoloživa na krovnim površinama objekata u Srbiji. Procenjena moguća godišnja proizvodnja je oko 31 TWh.

Tehnički potencijal za izgradnju vetroelektrana na teritoriji Srbije (bez KiM) je značajan i iznosi oko 11,5 GW. Ukupna neto godišnja energija koja odgovara utvrđenom potencijalu vetroelektrana u Srbiji iznosi oko 29,1 TWh.

Takođe, zaključeno je da Srbija poseduje značajne resurse za izgradnju fotonaponskih elektrana i vetroelektrana. Ukupni resursi ovih obnovljivih izvora energije prevazilaze trenutne potrebe za električnom energijom u Srbiji. Ipak, njihova eksploatacija zahteva integraciju odgovarajućih kapaciteta za balansiranje, kao i razvoj prenosne i distributivne mreže.

Sprovedene analize predstavljaju podlogu za izradu strategije razvoja energetike Republike Srbije, koje su predstavljene u okviru studije [14].

ZAHVALNICA/ACKNOWLEDGEMENT

Istraživanja koja su predmet ovog rada je finansijski pomoglo Ministarstvo nauke Republike Srbije.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Global Wind Energy Council, Global Wind Report 2021, <https://gwec.net/global-wind-report-2021/> [pristupljeno 05.06.2022]
- [2] Wind Europe, Wind energy in Europe -2020 Statistics and the outlook for 2021 -2025, <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2020-statistics-and-the-outlook-for-2021-2025/> [pristupljeno 05.06.2022]
- [3] Solar Power Europe, Global Market Outlook For Solar Power 2020 -2024, <https://resources.solarbusinesshub.com/solar-industry-reports/item/global-market-outlook-for-solar-power-2020-2024> [pristupljeno 05.06.2022]
- [4] EU Market Outlook For Solar Power 2020 -2024, Solar Power Europe, 2020, <https://www.gensed.org/assets/attachments/dosyalar/EU-Market-Outlook-2020-2024-SolarPowerEurope.pdf> [pristupljeno 05.06.2022]
- [5] D'Aprile, P., Engel, H., van Gendt, G., Helmcke, S., Hieronimus, S., Naclér, T., Pinner, D., Walter, D., Witteveen, M. *Net-Zero Europe: Decarbonization pathways and socioeconomic implications*, McKinsey&Company, 2020.
- [6] IRENA, Renewable energy prospects for Central and South-Eastern Europe Energy Connectivity (CESEC), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020., <https://www.irena.org/publications/2020/Oct/Renewable-Energy-Prospects-for-Central-and-South-Eastern-Europe-Energy-Connectivity-CESEC> [pristupljeno 05.06.2022]
- [7] AD Elektromreža Srbije. Plan razvoja prenosnog sistema Republike Srbije za period 2021-2030 godine, Beograd, 2020. https://www.aers.rs/FILES/JavnaKonsultacija/Plan%20razvoja%20pren.%20sistema%202021-2030_JavnaKonsultacija.pdf [pristupljeno 13.05.2022]
- [8] Jovanović Popović, M., Ignjatović, D., Zeković, B., Bakić, V., Đurišić, Ž., Batić, I., Mirkov, N., Kljajić, M., Konstantinović, D. *Primena obnovljivih izvora energije na zgradama škola, fiskulturnih sala i predškolskih ustanova*, GIZ - Deutsche Gesellschaft fur internationale Zusammenarbeit, 2019.
- [9] Radivojević, S. *Potencijal za izgradnju plivajućih solarnih elektrana u Srbiji*, Elektrotehnički fakultet, Beograd, 2019.
- [10] Durković, V., Đurišić, Ž. Efficiency increase analysis of large RFPV power plants using reflectors between PV rows, Journal of Renewable and Sustainable Energy, Vol. 12, 063703, 2020. <https://doi.org/10.1063/5.0020233>
- [11] Durković, V., Đurišić, Ž. Analysis of the Potential for Use of Floating PV Power Plant on the Skadar Lake for Electricity Supply of Aluminium Plant in Montenegro, Energies, Vol. 10, No.10, pp. 1505, 2017. <https://doi.org/10.3390/en10101505>
- [12] Global Wind Atlas <https://globalwindatlas.info/> [pristupljeno 10.03.2022]
- [13] Đurišić, Ž. Potencijal za izgradnju fotonaponskih i vjetroelektrana na prostoru Kosova i Metohije, in Proc. *Naučni skup Energetski resursi na Kosovu i Metohiji*, SANU, Beograd, 17-18. January 2022.
- [14] Đurišić, Ž., Škrbić, B. *Analiza potencijala energije sunca i vetra i strateško planiranje scenarija dekarbonizovane proizvodnje električne energije u Srbiji: elaborat*, Institut Nikola Tesla, Beograd, 2021.
- [15] Škrbić, B., Đurišić, Ž. Komparativna analiza tehničkih, ekonomskih i ekoloških pokazatelja različitih modela prozjuma sa fotonaponskim panelima na primeru zgrade Tehničkih fakulteta u Beogradu, Energija, ekonomija, ekologija, Vol. 23, No. 4, pp. 8-15, 2021. <https://doi.org/10.46793/EEE21-4.085>
- [16] Batić, I., Đurišić, Ž. Analiza kapaciteta i uslova izgradnje fotonaponskih sistema na krovovima školskih objekata u Srbiji, Energija, ekonomija, ekologija, Vol. 22, No. 1-2, pp. 21-28, 2020. <https://doi.org/10.46793/EEE20-1-2.021B>

AUTORI/AUTHORS

dr Željko Đurišić - vanredni profesor, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, djurisic@etf.rs, ORCID [0000-0003-2048-0606](https://orcid.org/0000-0003-2048-0606)
msr Bojana Škrbić - asistent, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, bskrbic@etf.rs, ORCID [0000-0002-0948-8351](https://orcid.org/0000-0002-0948-8351)

Rekonfiguracija distributivne mreže i otočna kompenzacija uz prisustvo vetro generatora i solarnih panela

Distribution Network Reconfiguration and Capacitor Switching in the Presence of Wind Generators and Solar Panels

Branko Stojanović*, Tomislav Rajić**, Darko Šošić**

*Tehnički opitni centar, Beograd, Srbija

**Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Srbija

Rezime - Distributivna preduzeća su svedoci mnogih promena u današnje vreme. Kada je potrebno da naponi čvorova mreže budu unutar tolerancija 0,95-1,05 r.j. a da ulazni faktor snage bude veći od 0,85 sve tri moderne strategije pametne mreže kao što su rekonfiguracija, otočna kompenzacija i prisustvo distribuirane proizvodnje (DG) moraju biti angažovane. Čak i u tom slučaju prisustvo teretnog regulatora napona (OLTC) u napojnom čvoru je neophodno. U ovom radu prikazana je tehnička analiza osam realnih operativnih slučajeva pomoću metode simuliranog kaljenja (SA) i hibridnim algoritmom simuliranog kaljenja i minimalno razgranatog stabla (MST) koji je vremenski kraći. MST je primenjen na rekonfiguraciju a SA naknadno na kompenzaciju i dobijeni su bolji rezultati od primene samo metode simuliranog kaljenja simultano na rekonfiguraciju i kompenzaciju. Transparentna grafička metoda Monte Carlo za lokaciju distribuiranih generatora i kondenzatorskih baterija je prosta i jedinstvena. Pretpostavka je da su distribuirane jedinice već prisutne na samom početku. Gauss-ova i Weibull-ova raspodela za promenu potrošnje i izlazne snage vetro generatora kao i dnevni dijagrami potrošnje za radni i neradni dan i insolacija solarnih jedinica je uključena u analizu. Minimizira se funkcija cilja koju sačinjavaju gubici aktivne snage, cena kondenzatora i neisporučene električne energije. Primer mreža je IEEE mreža sa 69 čvorova i 73 grane koje sve mogu da komutuju. Uniformna raspodela vetro generatora i postavljanje kondenzatorskih baterija u skladu sa funkcijom cilja koje variraju iz sata u sat je nerealistična. Predložena je realnija sa fiksnim čvorovima za lokaciju vetro generatora, solarnih panela i kondenzatora, koji su najčešće posećeni. Krajnja funkcija cilja obuhvata cenu gubitaka vršne snage, ugrađenih kondenzatora, isporučene električne energije, komutacija, neisporučene električne energije i ugrađenog teretnog regulatora napona za period od mesec ipo dana.

Ključne reči - rekonfiguracija, kondenzatorske baterije, vetro generatori, solarni paneli, teretni regulator napona

Abstract - Distribution utilities witness many changes nowadays. If the network voltages must be in 0.95-1.05 p.u. limits and grid input power factor greater than 0.85 all three modern strategies of smart distribution network as reconfiguration, capacitors

switching and presence of distribution generation (DG) ought to be applied. Even in this case On Load Tap Changer (OLTC) in the supplying substation has to be used. In this paper, detailed technical analysis of eight realistic operation cases is presented by Simulated Annealing (SA) and by hybrid algorithm of Minimum spanning tree (MST) plus SA that works in shorter time. MST is used for tackling reconfiguration first and SA for capacitor switching afterwards that gives better results compared with SA alone. Implemented transparent graphical Monte Carlo method for locating of distributed generators and capacitor banks is unique and simple. Assumption is that DG is already present. Gauss and Weibull changing nodal loads and wind generators output, respectively as well as daily load curves for working and weekend day with insolation of solar panels are included in analysis. The objective function comprising of the cost of power losses, price of capacitors and undelivered energy is minimized. IEEE 69 bus network is analysed which has 69 nodes and 73 branches, all of which can commute. The basic switching logic of uniform distribution of wind generators to the nodes and capacitors in accordance with objective function that changes every hour is unrealistic. More realistic one was issued with fixed nodes for allocation of DG and capacitors (the most frequently visited nodes). The programme final objective function indicates the price of peak power losses, losses of delivered electrical energy, of the banks, of undelivered electrical energy, OLTC and commutations for the period of month and a half.

Index Terms - Reconfiguration, Capacitor banks, Wind generators, Solar panels, On-load tap changer

I UVOD

Poboljšanje snabdevanja električnom energijom se može postići različitim mešovitim strategijama kao što su koordinisano upravljanje izvorima električne energije i smanjenje u gubicima aktivne snage pri čemu je nužna ekonomska analiza upotrebljenih izvora. Distributivni sistemi su dobro poznati po velikoj vrednosti R/X odnosa i znatnim padovima napona što može dovesti do znatnih gubitaka aktivne snage. Gubici u distributivnoj mreži su znatno veći nego u prenosnoj tako da je kod distributivne mreže njihovo smanjenje od vitalnog interesa.

Udeo distributivne mreže iznosi 5-13% od ukupnih gubitaka u energetskom sistemu [1]. Operator ima na raspolaganju različite taktike da bi smanjio gubitke kao što su rekonfiguracija mreže, kompenzacija reaktivne snage, lokacija distribuiranih generatora (DG, eng. *distributed generation*), automatizacija distributivne mreže, redukcija vršnih opterećenja, simetriranje opterećenja, korišćenje teretnih regulatora (OLTC, eng. *On Load Tap Changer*), naponskih regulatora, optimalni izbor kablova i upotreba transformatora i indukcionih motora. U dosadašnjoj literaturi nije mnogo pažnje posvećeno simultanom dejstvu DG, kompenzacije, rekonfiguracije i uticaja OLTC. Zajednička koordinacija ovih strategija može dati optimalne rezultate u cilju minimiziranja gubitaka, popravke naponskog profila i korekciju ulaznog faktora snage distributivne mreže uz zadovoljenje tehničkih ograničenja kao što su maksimalne struje grana i dozvoljene tolerancije napona čvorova.

Izgleda da je planiranje distributivnih mreža u prisustvu kondenzatorskih baterija i DG uz postojeću nesigurnost proizvodnje i potrošnje najozbiljniji izazov za operatore. Predložena šema u ovom radu daje smernice za najbolje rešenje sa tehničkog, ekonomskog i aspekta uticaja na okolinu uz zadovoljenje odgovarajućih operacionih ograničenja. Transparentnost primenjene grafičke Monte Carlo metode za lociranje vetro generatora i kondenzatorskih baterija je čini jedinstvenom i prostom u poređenju sa komplikovanijim algoritmima iz literature [1-12] na primeru koji je takođe originalan i nema ga u pomenutim člancima (osim što je IEEE mreža od 69 čvorova upotrebljena za analizu). Takođe je detaljno razrađena i funkcija cilja koja se sastoji od cene kondenzatora, troška koji otpada na gubitke aktivne snage i na neisporučenu električnu energiju. Važna pretpostavka je da su DG već prisutni u energetskom sistemu.

II NORMALNA I WEIBULL-OVA RASPODELA, INSOLACIJA I DNEVNI DIJAGRAMI POTROŠNJE

Za stohastičnost potrošnje, usvaja se normalna raspodela (Gauss-Laplace raspodela). Na početku je poznata očekivana vrednost potrošnje u nekoj tački sistema. Ona se usvaja prema podacima zadatim za taj čvor (P i Q). Odstupanja svake slučajne varijable od njene očekivane vrednosti posmatrana su kao „greške” i, na osnovu „zakona grešaka”, opisana su normalnom raspodelom. Zakon verovatnoća dat je u obliku, formula (1):

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-m)^2}{2\sigma^2}} \quad (1)$$

$f(x)$ - funkcija gustine raspodele verovatnoća,
 m - očekivana vrednost potrošnje u jednom čvoru i
 σ - standardna devijacija, odstupanje od očekivane vrednosti.

Za σ je usvojeno 10%.

Slučajnost proizvodnje definisana je Weibull-ovom raspodelom jer se radi o vetro generatorima, formula (2). Njihova proizvodnja zavisi od brzine vetra na mestu ugradnje vetro turbine. Za maksimalnu snagu turbine usvojena je vrednost 0,2 MW. Verovatnoća duvanja vetra definisana je Weibull-ovom raspodelom [13]:

$$f(v) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (2)$$

v - brzina vetra [m/s],

A - parametar Weibull-ove skale u m/s, mera za karakterističnu brzinu vetra. A je proporcionalno srednjoj brzini vetra i

k - parametar Weibull-ove formule. Određuje oblik Weibull-ove raspodele i obično ima vrednost između 1 i 3.

Mala vrednost za k označava vrlo promenljive vetrove.

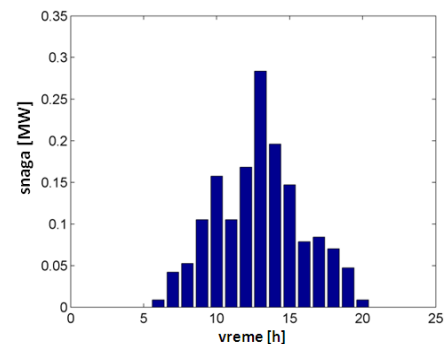
Ugrađeni su solarni paneli u čvoru 49 od 300 kW i u čvoru 61 od 500 kW. Ove vrednosti su dodeljene u skladu sa postupkom opisanim u poglavlju VII Približavanje podobnom rešenju. Dnevna insolacija je maksimalna u 13 sati. Ona varira u odnosu na prikazani dijagram (Slike 1 i 2) od 0 do 10% svakog sata. Tokom noći snaga solarnih panela je 0.

Tipični dijagrami potrošnje za radni i neradni dan dati su na Slikama 3 i 4. Pretpostavljeno je da postoji samo jedan tip potrošača u svim čvorovima mreže (stambeno naselje). Usvojena potrošnja menja se u toku dana prema dijagramu potrošnje u skladu sa Gauss-ovom raspodelom a prema nazivnim vrednostima [14].

III PROVERA KONEKTIVNOSTI MREŽE I MATPOWER ALGORITAM TOKOVA SNAGA

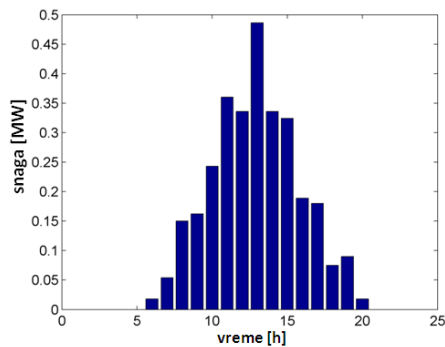
Topologija distributivnog sistema se može pretstaviti grafom koji ima m grana i n čvorova (sabirnica). Može se tvrditi da je topologija distributivne mreže radijalna ako zadovoljava sledeća dva uslova:

- 1) konfiguracija mora da poseduje $n-1$ granu;
- 2) konfiguracija mora biti povezana.

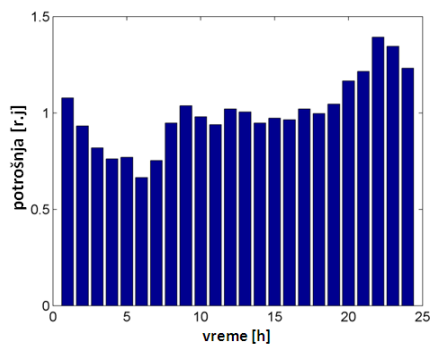


Slika 1. Insolacija solarnog panela pridruženog čvoru 49

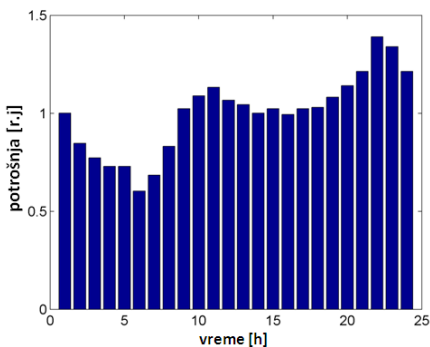
Najpre se formira matrica incidencije za mrežu čije su sve grane zatvorene (upetljana mreža). Broj vrsta odgovara broju čvorova (sa balansnim) a broj kolona broju grana (ukupan broj grana, sve zatvorene). Onda se briše prva vrsta (odgovara balansnom čvoru) i onoliko kolona koliko ima otvorenih grana. Dobijena matrica je kvadratna i može joj se sračunati determinanta koja u slučaju povezane mreže (koja je i radijalna s obzirom na broj uključenih grana) mora biti 1 ili -1 (različita od 0). Vrednosti 1 ili -1 se dobijaju u zavisnosti od konvencije definisanja matrice incidencije (grana incidentna čvoru i orjentisana od njega sa elementom 1 i grana incidentna čvoru i orjentisana ka njemu -1 ili obrnuto).



Slika 2. Insolacija solarnog panela pridruženog čvoru 61



Slika 3. Tipična kriva potrošnje za radni dan



Slika 4. Tipična kriva potrošnje za neradni dan

Tek na ovako izgenerisanu mrežu može se primeniti efikasan algoritam tokova snaga za sračunavanje gubitaka aktivne snage za konkretnu konfiguraciju. Primenjen je Newton-ov tačni efikasan algoritam tokova snaga u MATPOWER okruženju pogodan kako za statične (kompenzacija) tako i za dinamične probleme (rekonfiguracija) koji konvergira za maksimalno 10 iteracija, ukupnog trajanja stotih delova sekunde u zavisnosti od mreže koja se analizira [15].

IV PRIMENJENI ALGORITAM SIMULIRANOG KALJENJA I ALGORITAM MINIMALNO RAZGRANATOG STABLA

Simulirano kaljenje (SA) je probabilistička metoda kombinatorijske optimizacije koja iznalazi globalni optimum uz određene uslove a to je da proces spuštavanja temperature, koja teži 0, traje beskonačno dugo i da se na svakoj temperaturi ostvari stacionarna distribucija (homogeni algoritam). Postoji i nehomogeni algoritam koji snižava temperaturu pre svake primene Metropolis kriterijuma (posebni postupak prihvatanja

skupljih konfiguracija) koji je znatno brži od homogenog jer ne zahteva ostvarenje termičkog ekvilibrijuma ali zato, zbog brzog hlađenja, dovodi do rešenja koje je suboptimalno. Upravo zbog vremena trajanja algoritma, autori su se opredelili za nehomogeni algoritam, na štetu kvaliteta rešenja, u svojim istraživanjima. Usvojeni su sledeći parametri algoritma: početna temperatura ($T_{\text{početno}}$) 5000 °C, dužina Markov-ljevog lanca 3000, pravilo snižavanja temperature $T=0,95 \cdot T$ i stopa prihvatanja 0,001.

SA je vremenski vrlo zahtevan algoritam za koji je potrebno da budu ispunjeni određeni uslovi kod rekonfiguracije mreže a to je da ona bude povezana i radijalna. Ovo se proverava postupkom probaj i odbaci (eng. *try and error*) i zahteva najviše računarskog vremena. Iz ovog razloga bilo je neophodno upotrebiti neki drugi algoritam i autori su se opredelili za algoritam minimalno razgranatog stabla (MST), algoritam Kruskal-a i Prim-a [16]. Ovaj algoritam korišćen je za rekonfiguraciju a SA naknadno za kompenzaciju. Mada algoritmi nisu primenjeni simultano dobijeni su odlični rezultati. Odstupanje od globalnog optimuma kod MST algoritma je prihvatljivo (minimalni gubici aktivne snage) i hibridni algoritam daje bolje rezultate od samo primenjenog algoritma SA za simultanu rekonfiguraciju i kompenzaciju zato što je za indeks glavne while programske petlje usvojeno 3000 a globalni optimum se dobija nakon 100 000 iteracija što bi dovelo do prevelikog vremena proračuna. Treba napomenuti da kod MST algoritma postoji samo jedan proračun tokova snaga što je razlog njegove skalabilnosti.

Algoritam minimalno razgranatog stabla predstavlja mrežu kao neorijentisani graf sa težinskim koeficijentima grana koji su efektivne vrednosti struja grana za kompletno upetljanu mrežu (sve spojne grane zatvorene). Krajni rezultat metode je konektovana i radijalna mreža sa niskim gubicima aktivne snage koji su dobra aproksimacija najmanjih gubitaka (globalnog optimuma). Za mrežu primer [14] vreme proračuna je gotovo trenutno ($O(\log N)$). U izrazu u zagradi N je broj čvorova mreže. U [16] se navodi da je brzina izvršenja ovog algoritma, za mrežu od 10476 čvorova reda 1,4 sekunde što do sada ni jedna razvijena metoda ne može da ispoštuje. Treba napomenuti da gubici aktivne snage dominiraju u funkciji cilja opisanoj u jednom od narednih poglavlja i zato je MST algoritam podesan. Kompenzacija SA algoritmom zahteva znatno više vremena reda sata za rad mreže od 1008 sati. Program je tako koncipiran da ovaj broj mora biti deljiv sa 24 koliko sati traje jedan dan.

Algoritam MST se može ukratko opisati:

- za potpuno upetljanu mrežu odrede se efektivne struje grana koje postaju težinski koeficijenti za svaku granu grafa mreže,
- kreće se od balansnog čvora koji se označava sa brojem 1,
- zatvara se grana sa najvećim težinskim koeficijentom a da pri tome ne nastane petlja,
- novodobijeni čvor se ubeležava u skup čvorova,
- ako su pređeni svi čvorovi mreže algoritam se zaustavlja,
- ako nisu nastavlja se istom logikom dok se ne pređu svi čvorovi mreže.

V PODACI O TEST MREŽI

Test mreža je srednje veličine, hipotetična, nazivnog napona 12,66 kV [14], prikazana na Slici 5. Sastoji se od 68 sekcionih

grana i 5 spojnih od kojih svaka može da komutuje, spojne grane prikazane su tačkasto. Ukupno aktivno i reaktivno opterećenje mreže iznosi 3802 kW i 2694 kVar. Ukupni gubici su 225 kW što je 5,9% aktivne potrošnje. Mreža ima ulazni faktor snage $\cos\varphi=0,8212$ ($<0,85$) tako da nije dobro kompenzovana. Sve važi za nominalni nivo opterećenja. Pretpostavimo da minimalni napon iznosi 95 % od 12,66 kV. Kako je on u startu 90,9% on ne zadovoljava. Primenjen je algoritam tokova snaga u MATPOWER-u ('casejiang').

VI FUNKCIJE CILJA, OGRANIČENJA, OPERACIONI INDEKSI I DOZVOLJENI BROJ KOMUTACIJA PO GRANI

Funkcija cilja za svaki sat rada:

$$EOLDD_{i,j}[\$] = E1_{i,j} * 0.15 + 120 * P_{loss,i,j} + C_{int,i,j} = FINALCOST_{i,j} \quad (3)$$

$E1_{i,j}$ [\$] - cena kondenzatorskih baterija,

0,15 - godišnja stopa cene kondenzatorskih baterija,

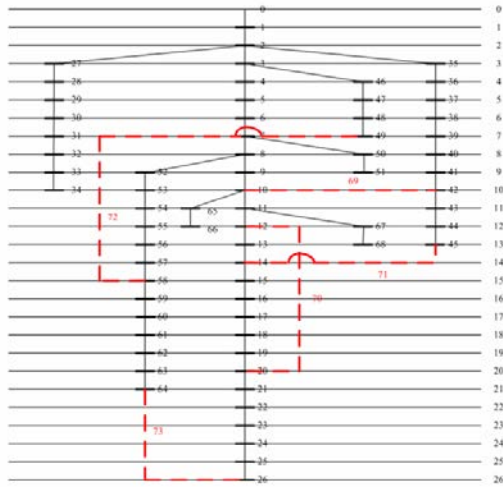
120 [\$/kW] - cena gubitaka aktivne snage,

$P_{loss,i,j}$ [kW] - gubici aktivne snage,

$C_{int,i,j}$ [\$] - trošak na neisporučenu električnu energiju [17],

j - oznaka koja se odnosi na tekući sat i

i - oznaka koja se odnosi na redni broj scenarija.



Slika 5. Mreža test primer [14]

Uštede svakog sata se sračunavaju:

$$SAVINGS_{i,j} = INITIAL_{i,j} - FINALCOST_{i,j} \quad (4)$$

$INITIAL_{i,j}$ - inicijalna funkcija cilja za polaznu konfiguraciju (bez komutacija i bez kondenzatorskih baterija).

Funkcija cilja uštede za ceo posmatani period od 1008 sati:

$$ENERGYSAVINGS_i [\$] = 120 * \max(P_{loss,initial,i,j}) +$$

$$+ 0.03 * \sum_{j=1}^{N_{hours}} P_{loss,initial,i,j} + \sum_{j=1}^{N_{hours}} C_{int,initial,i,j} -$$

$$+ [0.15 * E1_{i,j} + 120 * \max(P_{loss,i,j}) +$$

$$+ 0.03 * \sum_{j=1}^{N_{hours}} P_{loss,i,j} + \sum_{j=1}^{N_{hours}} C_{int,i,j} + C_{com,i}] \quad (5)$$

0.03 [\$/kWh] - cena gubitaka na isporučenu električnu energiju i

$C_{com,i}$ - cena komutacija (cena jedne komutacije je 1 \$ ili 50 \$).

Ograničenja:

$$V^{\min} \leq V_{k,i,j} \leq V^{\max} \quad \forall k \in N, i \in I, j \in J \quad (6)$$

$V^{\min}, V^{\max}$ - dozvoljena minimalna i maksimalna vrednost napona mreže,

V_k - napon čvora k u r.j.,

N - ukupan broj čvorova mreže,

I - skup svih scenarija,

J - skup svih sati rada mreže.

$$I_{k,i,j} \leq I_{k,i,j}^{\max} \quad \forall k \in N_b, i \in I, j \in J \quad (7)$$

$I_k^{\max}$ - maksimalna dozvoljena struja grane k ,

I_k - vrednost struje grane k (A),

N_b - ukupan broj grana mreže.

$$Q_{bmin,i,j} \leq Q_{b,i,j} \leq Q_{bmax,i,j} \quad i = 3, 4, 7, 8, \forall j \in J \quad (8)$$

$$Q_{bmax,i,j} = Q_{initial,i,j} + Q_{dem,i,j} \quad i = 3, 4, 7, 8, \forall j \in J \quad (9)$$

Jednačina (9) pretpostavlja da mreža ne bude prekompenzovana.

$$Q_{bmin,i,j} = Q_{initial,i,j} + Q_{dem,i,j} - P_{00,i,j} * \frac{\sqrt{1-0.85^2}}{0.85} \quad i = 3, 4, 7, 8, \forall j \in J \quad (10)$$

Da bi se imao ulazni factor snage veći od 0,85 primenjuje se jednačina (10) [18]. U jednačinama (9) i (10) zanemarene su dozemne admitanse mreže što je validno za test mrežu. U jednačinama (8-10) upotrebljene su sledeće oznake:

Q_b - ukupna snaga instaliranih kondenzatorskih baterija,

Q_{bmax} - maksimalna ukupna snaga instaliranih kondenzatorskih baterija,

$Q_{initial}$ - reaktivna snaga za polaznu konfiguraciju bez instaliranih kondenzatora,

Q_{dem} - potrošnja reaktivne snage mreže,

Q_{bmin} - minimalna ukupna snaga instaliranih kondenzatorskih baterija,

P_{00} - injektirana aktivna snaga u balansni čvor mreže.

Jednačine balansa snaga u čvorovima mreže (11) - (14):

$$P_{ij} = \text{tap}^2 V_i^2 G_{ij} - \text{tap}^2 V_i V_j [G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] \quad (11)$$

$$Q_{ij} = -\text{tap}^2 V_i^2 B_{ij} - \text{tap}^2 V_i V_j [G_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (12)$$

$$P_{slack} + \sum_{d=1}^{NDG} P_{DG}(d) = \sum_{i=1}^{N-slack} P_{dem}(i) + \sum_{ij=1}^{N_{br}} P_{loss}(ij) \quad (13)$$

$$Q_{slack} + \sum_{k=1}^{NCB} Q_{CB}(k) = \sum_{i=1}^{N-slack} Q_{dem}(i) + \sum_{ij=1}^{N_{br}} Q_{loss}(ij) \quad (14)$$

U jednačinama (11-14) upotrebljene su sledeće oznake:

i, j - predajni i prijemni čvor grane ij ,

P_{ij} - aktivna snaga injektirana iz čvora i grane ij ,

Q_{ij} - reaktivna snaga injektirana iz čvora i grane ij ,

tap- položaj teretnog regulatora u r.j. (1 ili 1,025 r.j.),

V_i - napon čvora i kada nije primenjena regulacija,

G_{ij} - konduktansa grane ij ,

B_{ij} - susceptansa grane ij ,

δ_i - fazni stav napona u čvoru i ,

P_{slack} - aktivna snaga injektirana u balansni čvor,

Q_{slack} - reaktivna snaga injektirana u balansni čvor,

NDG - broj distribuiranih generatora,

P_{DG} - snaga distribuiranog generatora,

NCB - broj kondenzatorskih baterija,

Q_{CB} - snaga kondenzatorske baterije,

P_{dem} - aktivna potrošnja čvora (Gauss-ova raspodela),

Q_{dem} - reaktivna potrošnja čvora (Gauss-ova raspodela),

N_{br} - ukupan broj uključenih grana,

$P_{loss}(ij)$ - gubitak aktivne snage grane ij ,

$Q_{loss}(ij)$ - gubitak reaktivne snage grane ij .

Broj otcepa teretnog regulatora napona je standardizovan. Analizirane su vrednosti u koracima od 2,5% nazivnog napona (-5%, -2,5%, 0%, 2,5% i 5%). U normalnom radnom režimu bira se otpet u nultom položaju (nazivni napon). Dozvoljene su tolerancije napona od 0,95 do 1,05 r.j. Ove granice su zadovoljene samo u slučaju da je položaj teretnog regulatora 2,5%. U svim ostalim položajima napon je ili manji ili veći od dozvoljenog.

Ukupna instalisana snaga vetro generatora je 10% ukupne aktivne potrošnje mreže (3802,1 kW, IEEE 69 bus network [14]).

Cena kondenzatorskih baterija data je tabelarno (stepenastom funkcijom, Tabela 1) po koracima reaktivnih snaga baterije:

Tabela 1. Cena kondenzatorske baterije (\$)

snaga baterije	> 0, ≤ 300 kVAr	> 300, ≤ 600 kVAr	> 600, ≤ 900 kVAr	> 900, ≤ 1200 kVAr	> 1200 kVAr
cena	1900 \$	3200 \$	4500 \$	5400 \$	6000 \$
Cena održavanja i montaže uključena je u fiksni deo cene kondenzatorske baterije					

Ukupni indeks naponske slike:

$$TVPI_i = \frac{\sum_{j=1}^{N^{hours}} VPI_{i,j}}{\sum_{j=1}^{N^{hours}} VPI_{i,j}^n} \quad (15)$$

Pojedinačni indeks naponske slike:

$$VPI_{i,j} = \sum_{k=1}^N |1 - V_{k,i,j}| \quad (16)$$

N - broj čvorova mreže,

$V_{k,i,j}$ - napon čvora k u relativnim jedinicama (r.j.) i

$VPI_{i,j}^n$ - pojedinačni indeks naponske slike za polaznu konfiguraciju.

Ukupni indeks gubitaka aktivne snage:

$$TPLI_i = \frac{\sum_{j=1}^{N^{hours}} PLI_{i,j}}{\sum_{j=1}^{N^{hours}} PLI_{i,j}^n} \quad (17)$$

$$PLI_{i,j} = \sum_{b=1}^{N_b} r_b * I_{b,i,j}^2 \quad (18)$$

N_b - ukupan broj grana,

r_b - aktivna otpornost grane b i

$I_{b,i,j}$ - vrednost struje grane b .

Za rad mreže od 24 sata i prekidač koji treba da radi 15 godina predviđa se maksimalni broj komutacija od 6, 4 za rekonfiguraciju i 2 za eventualnu restauraciju. Pretpostavljeno je da je ova vrednost ista za sve prekidače.

VII PRIBLIŽAVANJE PODOBNOM REŠENJU

Prvo puštanje programa sa solarnim panelima u čvoru 25 od 180 kW maksimalne snage kada se uniformno raspodeljuju vetro generatori (dve jedinice) čija snaga se menja po Weibull-ovoj raspodeli i pojedinačno iznosi maksimalno 200 kW a kondenzatorske baterije određuju po mestu i snazi pomoću SA metode za 1008 iteracija nije tehnički zadovoljilo jer je mreža u jednoj iteraciji imala promenjeni tok aktivne snage u ulaznom čvoru (injektirana snaga je bila negativna) pa MATPOWER algoritam tokova snaga nije iskonvergirao u 10 iteracija.

Usledile su izmene programa. Najopterećeniji čvorovi u nominalnom režimu su 61 (1,244 MW i 888 kVAr) i 49 (384,7 kW i 274,5 kVAr). U zagradi su navedene njihove nominalne aktivne i reaktivne potrošnje. U ovim čvorovima postavljeni su solarni paneli A1 od 1 MW i A2 od 0,6 MW tako da je bio ispunjen uslov da dva vetro-generatora i dva solarna panela zadovoljavaju 50 % potrošnje (2 MW) koja na nominalnom nivou potrošnje za mrežu primer iznosi 3802 kW. Pri ponovnom puštanju od 1008 iteracija jedna nije zadovoljila iz istih, gore navedenih razloga pa je kao posledica ovoga snaga dva solarna panela upola smanjena A1(čvor 61) 0,5 MW snaga i A2 (čvor 49) 0,3 MW snaga i sa ovim snagama solarnih panela se nadalje radilo.

Program je pušten da bi se odredili čvorovi za lociranje vetro generatora i kondenzatorskih baterija sa već prisutnim solarnim panelima. Da bi bila ispoštovana tehnička ograničenja napona u čvorovima (dozvoljeni opseg 0,95 r.j. do 1,05 r.j.) radilo se sa

1,025 r.j. (napon balansnog čvora, ugrađen OLTC) i usvojenim dozvoljenim vrednostima za efektivnim vrednostima struja čije su vrednosti navedene u nastavku teksta. Dobijeni su potpuno logični i zadovoljavajući rezultati. Deklarisane nazivne struje grana su: grane 1-9 (500 A), 10-45 (300 A), 46-50 (400 A), 51 i 52 (300 A), 53-65 (400 A) i 66-73 (300 A). Monte Carlo grafičkom metodom uzabrani su čvorovi 34 i 66 za postavljanje vetro generatora od 200 kW maksimalne snage. Proba sa uslovom 1,000 r.j. naponom balansnog čvora nije tehnički zadovoljila zbog promenjenog smera tokova snaga u jednoj iteraciji pa se je od nje odustalo.

Usledio je izbor kondenzatorskih baterija. Postavljene su u čvorovima 24 (300 kVAr), 60 (1200 kVAr) i 63 (300 kVAr) pri čemu se ne računa balansni čvor. Dobijeno je da je u jednoj iteraciji mreža blago prekompenzovana pa ni ovaj scenario nije tehnički zadovoljio. Zbog ovog razloga smanjen je broj kondenzatorskih baterija.

Za novo puštanje programa baterija od 300 kVAr-a u čvoru 63 je anulirana. Simulirana je simultana rekonfiguracija uz prisutnu kompenzaciju navedenim baterijama. Najkritičnija struja za sve iteracije bila je 0,6406 A veća od deklarisanе (gotovo joj jednaka) tako da je ovaj scenario tehnički zadovoljio nametnuta ograničenja. Ovako dobijene vrednosti i lokacije za DG i kondenzatorske baterije su usvojene u daljem proračunu. Gornji primeri pokazuju da neadekvatno postavljanje DG može dovesti do prenapona i reverzibilnog toka aktivnih snaga u mreži a kondenzatorskih baterija do prekompenzacije reaktivnom snagom.

Analogna procedura urađena je kod hibridnog algoritma MST i SA. Postavljeni su solarni paneli kao u prethodnom slučaju. Za postavljanje vetro generatora izabrani su čvorovi 10 i 20. Za položaj OLTC izabran je otcep 1,025 r.j. s obzirom da otcep 1,000 r.j. nije tehnički zadovoljio u pogledu dozvoljenih naponskih granica. Kondenzatorske baterije od 300 kVAr, 300 kVAr i 900 kVAr su postavljene u čvorovima 26, 63 i 60 (ne računajući balansni čvor) respektivno.

Rezultati simulacije za 8 scenarija predstavljeni su u Tabelama 2 i 3. Zaključak je da tehnički zadovoljava samo scenario 4 (simultana rekonfiguracija i kompenzacija SA metodom i hibridni algoritam). U svim drugim scenarijima neko od tehničkih ograničenja nije zadovoljilo.

Iz svega rečenog se može zaključiti da imamo posla sa delikatnim planersko-eksploatacionim problemom koji zahteva zametnu proceduru probaj i odbaci dok se ne izgeneriše prihvatljivo rešenje.

VIII REZULTATI I DISKUSIJA

Na početku proračuna program se pušta 1008 puta da bi simulirao 1008 sati rada mreže ali pod pretpostavkom da čvorovi za lokaciju DG i kondenzatorskih baterija nisu fiksirani. Dobijene su Slike 6a-g. Ista procedura primenjena je dva puta, samo za SA algoritam pri simultanoj rekonfiguraciji i kompenzaciji i nezavisno od toga za hibridni algoritam MST i simuliranog kaljenja, prvo na rekonfiguraciju a zatim na kompenzaciju. Pretpostavka je da se vetro generatori uniformno raspodeljuju po čvorovima mreže a kondenzatorske baterije u

skladu sa funkcijom cilja (3) koja se minimizuje. Na Slikama 6a-g prikazane su osnove za primenu hibridnog algoritma. Očigledno je da se kondenzatorske baterije postavljaju u najopterećenijem čvoru reaktivnom potrošnjom.

Nadalje se sprovodi analiza osetljivosti. Sa Slike 6a vidi se da su najposećeniji čvorovi za postavljanje vetro generatora čvorovi 10 i 20 i oni su izabrani za dalju simulaciju. Sa Slikom 6b do f može se zaključiti da isto važi za čvorove 26, 63 i 60 za kondenzatorske baterije i oni se biraju za postavljanje 300, 300 i 900 kVAr respektivno s tim što je vođeno računa da i mreža ne bude prekompenzovana. Ovakva analiza je dosta logična mada ne i sasvim precizna i nazvana je Monte Carlo grafičkom metodom.

Naknadno program se pušta 1008 puta ali za nove početne uslove (fiksirani čvorovi za postavljanje DG i kondenzatorskih baterija). U ovom slučaju dobijaju se sledeće slike za osam scenarija opisanih kasnije. Slike 7-10 prikazuju krive potrošnje aktivne i reaktivne snage za celu mrežu i za čvor 6.

Aktivna potrošnja se menja u skladu sa Gauss-ovom raspodelom oscilujući oko svoje srednje vrednosti. Za nasumice odabrani čvor 6 ona iznosi 2.6 kW, Slika 8 [14]. Isto važi i za reaktivnu potrošnju koja u čvoru 6 iznosi 2.2 kVAr, Slika 10. Snaga vetro generatora u funkciji od vremena za čvorove 10 i 20 data je na Slici 11 i ona se menja u skladu sa Weibull-ovom raspodelom.

Analizirani su sledeći scenariji:

- 1 i 1a scenariji su polazni kada nema ni rekonfiguracije ni kompenzacije a OLTC otcep je 1,025 r.j.,
- 2 i 2a scenariji su kada je prisutna rekonfiguracija a OLTC otcep je 1,025 r.j.,
- 3 i 3a scenariji su kada je prisutna kompenzacija sa izabranim kondenzatorskim baterijama a OLTC otcep je 1,025 r.j.,
- 4 i 4a scenariji su kada je prisutna rekonfiguracija i kompenzacija a OLTC otcep je 1,025 r.j.,
- 5 i 5a scenariji su polazni kada nema ni rekonfiguracije ni kompenzacije bez OLTC ulazni napon 1,000 r.j.,
- 6 i 6a scenariji su kada je prisutna rekonfiguracija bez OLTC ulazni napon 1,000 r.j.,
- 7 i 7a scenariji su kada je prisutna kompenzacija sa izabranim kondenzatorskim baterijama bez OLTC ulazni napon 1,000 r.j., i
- 8 i 8a scenariji su kada je prisutna rekonfiguracija i kompenzacija bez OLTC ulazni napon 1,000 r.j.

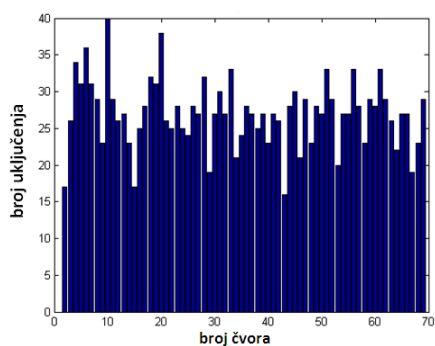
Napomene: Brojevi bez a označavaju simultani SA algoritam a sa a hibridni MST i SA metod.

Primenom navedenih algoritama dobijeni su rezultati predstavljeni u Tabelama 2 i 3.

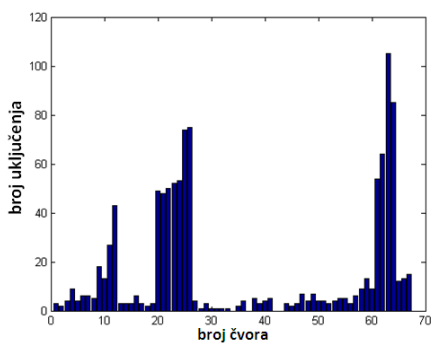
Bilo bi zametno predstaviti sve grafike za 8 scenarija i dve metode (većina krivih bi se preklapala) i slike ne bi bile jasne. Zato je u nastavku predstavljeno samo 4 krivih (Slike 12-15) za ekonomski i tehnički najpodobniji scenario 4a s obzirom da drugi ne zadovoljavaju operaciona ograničenja.

Ulazni faktor snage ($\cos\phi$), Slika 12, je veći od 0,85 samo kada je rekonfiguraciji pridružena kompenzacija (scenariji 4, 4a i 8, 8a). On postaje vrlo blizak 1 (0,9999) u iteraciji 486 (satu) za

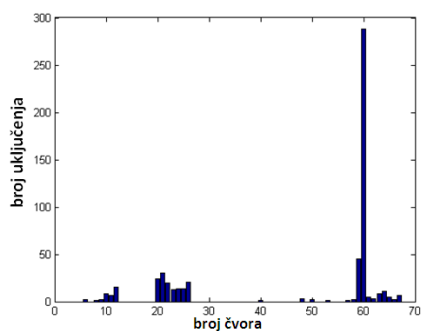
scenario 4a. Injektirana reaktivna snaga je gotovo nula u tom slučaju (0.569 kVAr), Slika 13.



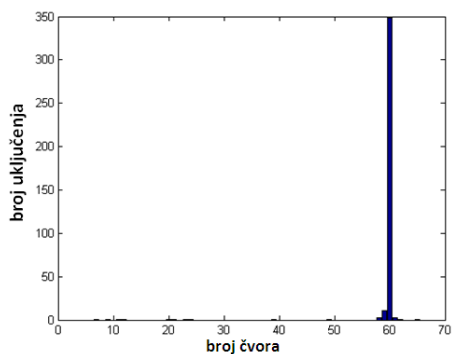
a)



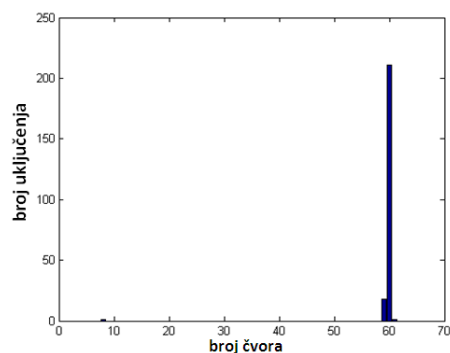
b)



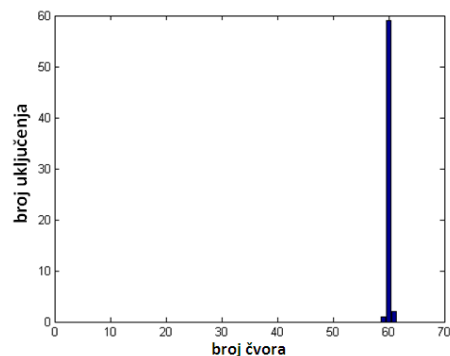
c)



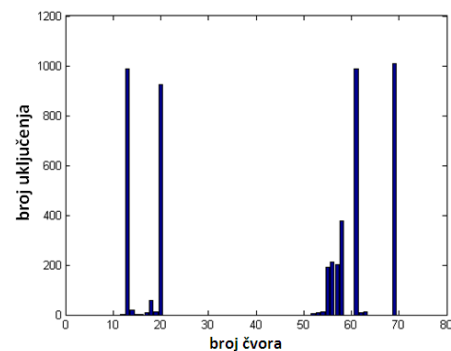
d)



e)

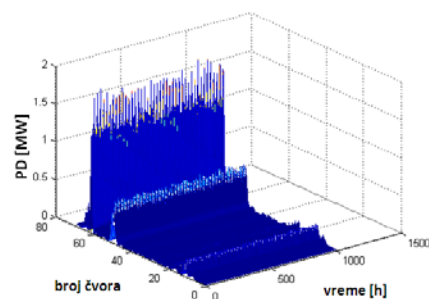


f)

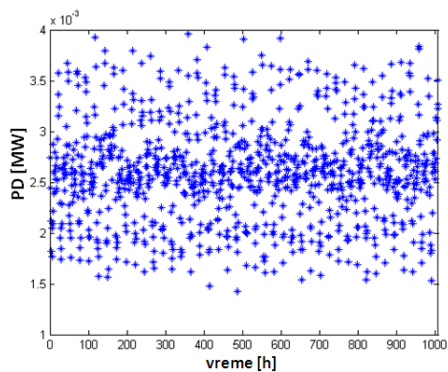


g)

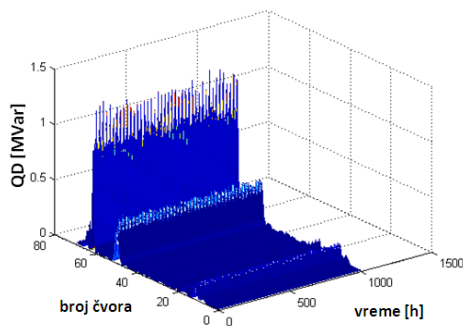
Slika 6. Broj uključenja kod hibridnog algoritma za: a) vetro generatore b) 300 kVAr c) 600 kVAr d) 900 kVAr e) 1200 kVAr f) 1500 kVAr g) otvaranja grana



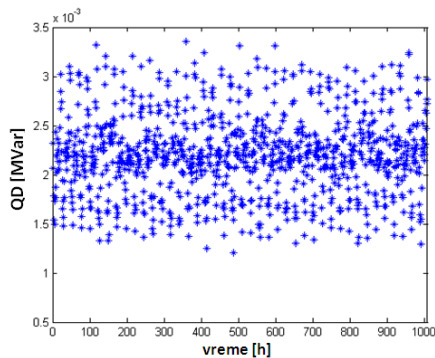
Slika 7. Kriva potrošnje aktivne snage za celu mrežu



Slika 8. Aktivna potrošnja u čvoru 6 za 1008 sati rada



Slika 9. Kriva potrošnje reaktivne snage za celu mrežu



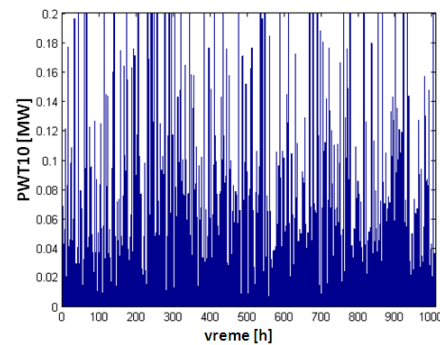
Slika 10. Reaktivna potrošnja u čvoru 6 za 1008 sati rada

Minimalni napon mreže, Slika 14, je veći od 0,95 samo za scenarije 4 i 4a. U ovim slučajevima u napojnom čvoru postoji OLTC. Zaključuje se da su tehnički podobni samo ovi scenariji. Gubici aktivne snage najmanji su u scenariju 4a, Slika 15. Ovo je direktna posledica primene rekonfiguracije i kompenzacije kod analizirane mreže.

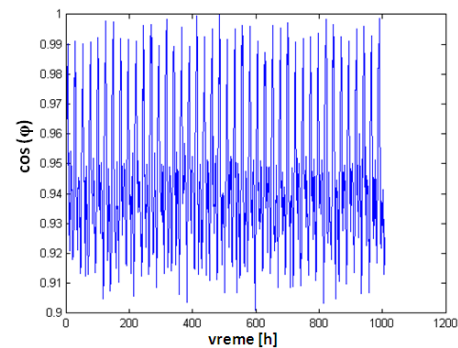
Važna primedba vezana za Slike 12-15 je da promenljive na njima osciluju oko očekivanih srednjih vrednosti što je uzrokovano Gausovom raspodelom potrošnje u čvorovima.

Iz Tabela 2 i 3 zaključujemo da se primenjenim metodama mogu postići značajne uštede. Najbolji je scenario 4a. Scenariji označeni sa a su bolji od onih bez a. Razlika između scenarija 5 i 5a je 34400\$ što pri proceni takođe treba uzeti u obzir. Indeksi TVPI i TPLI se mogu tačno proračunati samo onda kada nema OLTC u napojnom čvoru. Komutacije su znatno manje po broju kod hibridnog algoritma nego kod algoritma gde se SA primenjuje simultano. Efektivne vrednosti struja zadovoljavaju

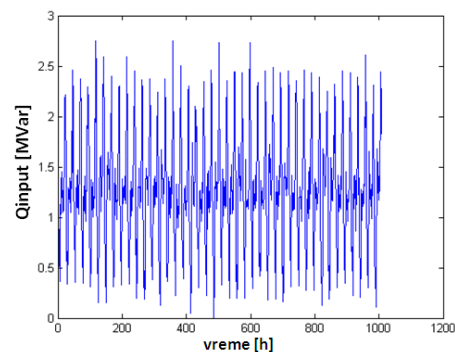
samo za scenarije 4 i 4a. Naponi u pogledu njihove maksimalne vrednosti su zadovoljeni u svim slučajevima dok minimalni napon zadovoljava samo u slučajevima 4 i 4a (veći od 0,95 r.j.). Ulazni faktor snage zadovoljava u scenarijima 4, 4a i 8, 8a. Mreža nikada nije prekompenzovana. U pogledu cene neisporučene električne energije najniži je scenario 4a.



Slika 11. Snaga vetro turbine postavljene u čvorovima 10 i 20



Slika 12. $\cos\varphi$ u funkciji od sati - scenario 4a



Slika 13. Ulazna reaktivna snaga u funkciji od sati - scenario 4a

Treba primetiti da je broj otvaranja grana kod rekonfiguracije 5040 (1008 sati rada, 5 otvaranja svakog sata). Sve polazne konfiguracije imaju za otvorene grane 69, 70, 71, 72 i 73. Grane 1-12, 14-17, 21-55, 59, 60, 62, 64-68 i 71-73 (scenario 4a i 2a) se nikada ne otvaraju tako da na njima prekidači nisu potrebni što daje dodatne uštede. Trajanje izvršenja programa za najzahtevniji scenario 4 iznosi 23 sata (ukupan broj iteracija je 3024000) što je približno 2,3% od planiranog perioda. Za scenario 4a CPU vreme je 15,5 sati što je približno za trećinu manje nego za scenario 4. Programiranje je izvršeno u programskom jeziku MATLAB R2010a na računaru Pentium IV PC; Intel core i7-4770; 3,4 GHz; 32 GB RAM.

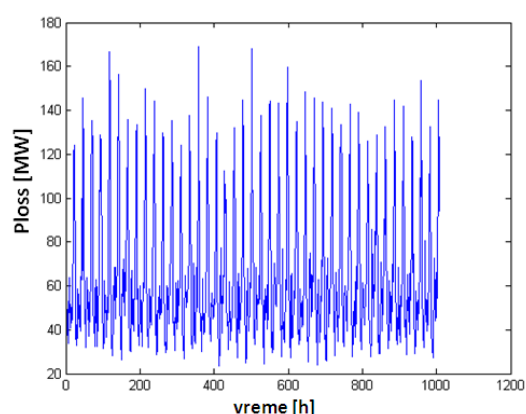
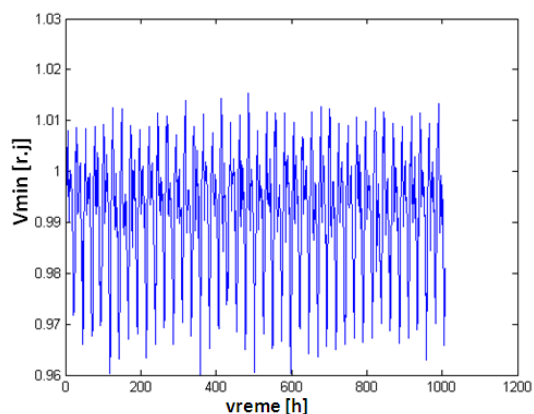
Tabela 2. Rezultati simulacije rada mreže za različite scenarije za 1008 sati kada se simultano primenjuje algoritam SA na rekonfiguraciju i kompenzaciju

Scenario	Ulazno	Energy OLTC cena nije uključena	Energy Savings OLTC cena uključena	TVPI Ukupni indeks naponske slike	TPLI Ukupni indeks gubitaka aktivne snage	komutacije	$\Delta I_{polazno}$	$\Delta I_{krajnje}$	Umax polazno	Umax krajnje	Umin krajnje	$\cos\phi$	Qulazno	Trošak na neisporučenu električnu energiju
broj	r.j.	\$	\$	r.j.	r.j.	\$	A	A	r.j.	r.j.	r.j.		prekompenzovano	\$
1	1,025	2 116 495	10 237	-	-	0	-85,2970	-85,2970	1,0286	1,0286	0,8849	<0,85	nije	2 046 600
2	1,025	1 693 000 1 808 199	433 730 318 531	-	-	2 351 117 550	-85,2970	-68,7312	1,0286	1,0286	0,9354	<0,85	nije	1 657 400
3	1,025	2 046 395	80 337	-	-	0	-85,2970	-14,5369	1,0286	1,0286	0,9077	<0,85	nije	1 997 400
4	1,025	1 656 800 1 789 443	469 930 337 287	-	-	2 707 135 350	-85,2970	-0,6406	1,0286	1,0286	0,9628	>0,85	nije	1 629 400
5	1,000	2 181 195	0	1	1	0	-102,9836	-102,9836	1,0037	1,0037	0,8551	<0,85	nije	2 106 600
6	1,000	1 740 800 1 856 097	440 200 324 903	0,7897	0,4564	2 353 117 650	-102,9836	-82,8855	1,0037	1,0037	0,9086	<0,85	nije	1 704 500
7	1,000	2 104 795	76 389	0,8865	0,6452	0	-102,9836	-29,4254	1,0037	1,0037	0,8790	<0,85	nije	2 052 800
8	1,000	1 701 600 1 827 677	479 630 353 553	0,7017	0,3088	2 573 128 650	-102,9836	-13,9360	1,0037	1,0037	0,9299	>0,85	nije	1 674 500

Napomena: - neboldovane brojke se odnose na cenu od 1\$ a boldovane od 50\$ po komutaciji,
 - Energy je izraz u srednjoj zagradi jednačine (5),
 - OLTC, proizvođač M.Reinhausen, type VVIII, 600 A, 40 kV, motorni pogon ED100S i pribor, cena 54463,5 \$

Tabela 3. Rezultati simulacije rada mreže za različite scenarije za 1008 sati kada se primenjuje hibridni algoritam SA i MST

Scenario	Ulazno	Energy OLTC cena nije uključena	Energy Savings OLTC cena uključena	TVPI Ukupni indeks naponske slike	TPLI Ukupni indeks gubitaka aktivne snage	komutacije	$\Delta I_{polazno}$	$\Delta I_{krajnje}$	Umax polazno	Umax krajnje	Umin krajnje	$\cos\phi$	Qulazno	Trošak na neisporučenu električnu energiju
broj	r.j.	\$	\$	r.j.	r.j.	\$	A	A	r.j.	r.j.	r.j.		prekompenzovano	\$
1a	1,025	2 083 095	9 237	-	-	0	-85,2258	-85,2258	1,025	1,025	0,8849	<0,85	nije	2 013 400
2a	1,025	1 576 200 1 649 945	516 132 442 387	-	-	1 505 75 250	-85,2258	-67,4908	1,025	1,025	0,9383	<0,85	nije	1 543 000
3a	1,025	2 014 295	78 037	-	-	0	-85,2258	-14,4121	1,025	1,025	0,9088	<0,85	nije	1 965 500
4a	1,025	1 554 800 1 628 545	537 532 463 787	-	-	1 505 75 250	-85,2258	-1,1354	1,025	1,025	0,9602	>0,85	nije	1 529 900
5a	1,000	2 146 795	0	1	1	0	-102,9055	-102,9055	1	1	0,8552	<0,85	nije	2 072 400
6a	1,000	1 618 800 1 673 435	528 040 473 405	0,2795	0,4675	1 115 55 750	-102,9055	-83,2742	1	1	0,9107	<0,85	nije	1 584 100
7a	1,000	2 071 895	74 863	0,3961	0,6411	0	-102,9055	-29,2878	1	1	0,8801	<0,85	nije	2 020 000
8a	1,000	1 595 600 1 650 235	551 150 496 515	0,1957	0,3096	1 115 55 750	-102,9055	-14,6927	1	1	0,9333	>0,85	nije	1 569 900



Slika 14. Minimalni napon mreže u funkciji od sati - scenario 4a

Slika 15. Gubici aktivne snage u funkciji od sati - scenario 4a

IX ZAKLJUČAK

U ovom članku razmatra se rekonfiguracija distributivne mreže sa otočnom kompenzacijom uz prisustvo vetro generatora i solarnih panela (u samome startu) pomoću dva algoritma SA i SA sa MST metodom. Analizira se IEEE mreža sa 69 čvorova i 73 grane od kojih svaka može da komutuje. Izvršena analiza pokazuje da se nakon analize osetljivosti i dodeljivanja čvorova za lokaciju vetro generatora i solarnih panela znatne uštede mogu postići pri čemu se u analizu uključuje i dnevni dijagram potrošnje. Krajnji cosφ za najbolje scenarije je veći od 0,85 dok je polazni manji. Mreža nije prekompenzovana. Krajnji naponski profil je bolji od polaznog. Za scenarije 4 i 4a najmanji napon mreže je veći od 0,95 r.j. kada je prisustvo OLTC u napojnom transformatoru neophodno. Krajnji gubici su mnogo bolji od polaznih. Postignuta je značajna ušteda u isporučenoj električnoj energiji. Sa trajanjem programa od 15,5 sati (simulacija rada za 1008 sati) razvijeni algoritam se može upotrebiti u fazi planiranja. Neke grane se nikada ne otvaraju tako da na njima nisu neophodni prekidači što donosi dodatne uštede. Može se zaključiti da dobijeni rezultati prezentovani slikama i tabelama potvrđuju validnost Monte Carlo grafičke metode sprovedene samo pomoću SA algoritma i pomoću SA algoritma i MST metode što je bolje.

LITERATURA / REFERENCES

- [1] Salehi J., Oskuee M.R.J., Amini, A. Stochastic multi-objective modeling of simultaneous reconfiguration of power distribution network and allocation of DG's and capacitors, *International Journal of Ambient Energy*, Vol. 39, No. 2, pp. 176-187, 2018. <https://doi.org/10.1080/01430750.2017.1280084>
- [2] Rugthaicharoencheep, N., Nedphograw, S., Wanaratwijit W. Distribution system operation for power loss minimization and improved voltage profile with distributed generation and capacitor placements, in *Proc. 2011 4th International Conference of Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, pp.1185-1189, 6-9, July 2011. <https://doi.org/10.1109/DRPT.2011.5994074>
- [3] Saonerkar A.K., Bagde B.Y. Optimized DG placement in radial distribution system with reconfiguration and capacitor placement using genetic algorithm, in *Proc. 2014 IEEE International Conference on Advanced Communications, Control and Computing Technologies*, Ramanathapuram, India, pp.1077-1083, 8-10 May 2014. <https://doi.org/10.1109/ICACCCT.2014.7019263>
- [4] Gallano R.J., Nerves A.C. Multi-objective optimization of distribution network reconfiguration with capacitor and distributed generator placement, in *Proc. TENCON 2014-2014 IEEE Region 10 Conference*, Bangkok, Thailand, pp.1-6, 22-25. October 2014. <https://doi.org/10.1109/TENCON.2014.7022365>
- [5] Tolabi H.B., Ali M.H., Rizwan M. Simultaneous reconfiguration, optimal placement of DSTATCOM, and photovoltaic array in a distribution system based on fuzzy-ACO approach, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol 6, No. 1, pp. 210-218, 2014. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2014.2364230>
- [6] Hung D.Q., Mithulananthan N., Bansal R.C. A combined practical approach for distribution system loss reduction, *International Journal of Ambient Energy*, Vol. 36, No. 3, pp.123-131, 2015. <https://doi.org/10.1080/01430750.2013.829784>
- [7] Pawar B., Kaur S., Kumbhar G.B. An integrated approach for power loss reduction in primary distribution system, in *Proc. 2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS)*, New Delhi, India, pp.1-6, 4-6 March 2016. <https://doi.org/10.1109/ICPES.2016.7584049>
- [8] Mohammadi M., Rozbahani A.M., Bahmanyar S. Power loss reduction of distribution system using BFO based optimal reconfiguration along with DG and shunt capacitor placement simultaneously in fuzzy framework, *Journal of Central South University*, Vol. 24, No. 1, pp. 90-103, 2017. <http://dx.doi.org/10.1007/s11771-017-3412-1>
- [9] Muthukumar K., Jayalalitha S. Integrated approach of network reconfiguration with distributed generation and shunt capacitors placement for power loss minimization in radial distribution networks, *Applied Soft Computing*, Vol. 52, pp. 1262-1284, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2016.07.031>
- [10] Biswas P.P., Suganthan P.N., Amaratunga G.A. Distribution network reconfiguration together with distributed generator and shunt capacitor allocation for loss minimization, in *Proc. 2018 IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC)*, Rio de Janeiro, Brazil, pp.1-7, 8-13 July 2018. <http://dx.doi.org/10.1109/CEC.2018.8477894>
- [11] Ganesh S., Kanimozhi R. Meta-heuristic technique for network reconfiguration in distribution system with photovoltaic and D-STATCOM, *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 12, No. 20, pp.4524-4535, 2018. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5629>
- [12] Murty V.V.V.S.N., Sharma A.K. Optimal coordinate control of OLTC, DG, D-STATCOM, and reconfiguration in distribution system for voltage control and loss minimization, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Vol. 29, No. 3, e2752, 2018. <https://doi.org/10.1002/etep.2752>
- [13] Stojanović B., Rajić. T. Rekonfiguracija distributivne mreže i otočna kompenzacija uz prisustvo vetro generatora, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 23, No. 4, pp. 45-52, 2021. <https://doi.org/10.46793/EEE21-4.45S>
- [14] Jiang D. *Electric distribution system reconfiguration and capacitor switching: master thesis*, Worcester Polytechnic Institute, Worcester, Massachusetts, 1994.
- [15] Zimmerman R. D., Murillo-Sanchez C. E. *MATPOWER 6.0 User's Manual*, 2016. <https://usermanual.wiki/Pdf/MATPOWERmanual.256309517.pdf> [pristupljeno 14.03.2022]
- [16] Ahmadi H., Marti J.R. Minimum-loss network reconfiguration: A minimum spanning tree problem, *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Vol 1, pp. 1-20, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2014.10.001>
- [17] Nahman J., Perić D. Optimal planning of radial distribution networks by simulated annealing technique, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 23, No. 2, pp. 790-795, 2008. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.920047>
- [18] Stojanović B. Simulacija kaljenja i njena primena na kompenzaciju u radialnim distributivnim mrežama, *Magistarski rad, Elektrotehnički fakultet, Beograd*, 1997.

AUTORI / AUTHORS

mr Branko Stojanović, Tehnički opitni centar, Beograd, Srbija, stojanovic.branko@rocketmail.com, ORCID [0000-0002-9846-4684](https://orcid.org/0000-0002-9846-4684)
dr Tomislav Rajić - docent, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, rajić@etf.rs, ORCID [0000-0003-4796-4117](https://orcid.org/0000-0003-4796-4117)
dr Darko Šošić - vanredni profesor, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, sosic@etf.rs, ORCID [0000-0001-9029-8979](https://orcid.org/0000-0001-9029-8979)

Optimalno pozicioniranje sinhrofazorskih jedinica primenom genetičkog algoritma

PMU Optimal Placement Using Genetic Algorithm

Katarina Obradović, Goran Dobrić

Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu

Rezime - Proces energetske tranzicije podrazumeva i veći udeo proizvodnje iz intermitentnih obnovljivih izvora energije povezanih na elektroenergetski sistem (EES), koji u kratkom periodu mogu da promene proizvodnju i tako utiču na naponske prilike i tokove snaga u sistemu. To pred EES postavlja dodatan izazov u postizanju zahtevane pouzdanosti i stabilnosti u radu. Dobar i blagovremen uvid u trenutno stanje električnih parametara mreže igra važnu ulogu u takvim uslovima. Ugradnjom sinhrofazorskih jedinica, odnosno PMU (Phasor Measurement Unit) uređaja, omogućava se da podaci o električnim veličinama čvorova budu vremenski usklađeni sa mikrosekundnom preciznošću obezbeđujući kontrolisanje čak i dinamičkih procesa EES-a u realnom vremenu.

S obzirom da PMU može pored informacije o fazoru napona u posmatranom čvoru da da i informacije o strujama incidentnih grana, moguće je postići opservabilnost sistema čak i ako ne poseduje svaki čvor svoj PMU. Ugradnja PMU uređaja u svaki čvor EES-a ne predstavlja ekonomično rešenje s obzirom na veličinu mreže i broj potrebnih jedinica u tom slučaju. Stoga, neophodno je pažljivo pristupiti određivanju potrebnog i dovoljnog broja PMU-a i njihovom pogodnom lociranju kako bi opservabilnost sistema bila zadržana, a troškovi umanjeni što je više moguće.

U okolnostima kada postoji veliki broj čvorova i grana u modelovanoj mreži, korišćenjem metaheurističkih optimizacionih metoda uz odgovarajuću kriterijumsku funkciju i što preciznije definisana ograničenja može da se smanji računarska kompleksnost algoritma u odnosu na metode linearnog i nelinearnog programiranja, bez značajnog uticaja na kvalitet predloženog rešenja. U ovom radu analizirano je korišćenje genetičkog optimizacionog algoritma sa ciljem određivanja pozicije i broja neophodnih PMU uređaja na primeru nekoliko različitih modela mreža.

Ključne reči - PMU (phasor measurement units), optimizacija lociranja PMU, genetički algoritam

Abstract - Energy transition implies a larger share of the intermittent renewable energy sources connected to the power grid. These utilities can change their production within a short period of time, thus, significantly affecting the voltage conditions and load flows in the grid. This adds to the complexity in achieving required reliability and stability of the system. Proper and timely insight into the grid parameters plays an important

role in regulation of such power system. Implementation of Phasor Measurement Units (PMUs) provides information about electrical parameters of the grid with as much as microsecond precision. Therefore, possible occurring dynamical processes could also be observed and regulated in a proper manner.

Considering PMU can give information regarding voltage phasor as well as currents of adjacent branches, the observability of the system can be achieved even if some nodes are not equipped with their own PMU. Furthermore, installation of PMU in every node is not economical solution considering the size of the power grid and the number of PMUs accordingly. One should assess the sufficient number of PMUs cautiously and locate them carefully in order to maintain observability, but also to reduce expenses as much as possible.

In the grid topology with a vast number of nodes and branches, the usage of metaheuristic optimization algorithms with adequate criteria function and limiting conditions could reduce the computing time compared to the linear and non-linear programming algorithms. In addition, the quality of such solution is also preserved. In this paper, the usage of genetic algorithm is proposed in order to determine the number and position of PMUs for several different grid samples.

Index Terms - Phasor measurement units, Optimal placement of PMU, Genetic algorithm

I UVOD

Kako bi energetska tranzicija mogla što efikasnije i jednostavnije da se sprovede, neophodno je novim zahtevima prilagoditi i elektroenergetski sistem (EES) i njegovu infrastrukturu. Priključenje obnovljivih izvora energije intermitentne prirode može dovesti do naglih promena naponskih prilika i tokova snaga u EES-u ugrožavajući stabilnost sistema. To je jedan od razloga zašto je potrebno da sinhronizovanost i preciznost merenja budu na visokom nivou čineći *Wide Area Measurement System* (WAMS) koji predstavlja tehnologiju za unapređenje uvida u stanje EES-a [1].

Trenutno rasprostranjeni *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA/EMS) sistem obezbeđuje neophodna merenja sa preciznošću reda nekoliko sekundi što znači da operator nema uvid u dinamičko stanje sistema. Takođe, vrše se merenja amplituda napona bez informacije o faznom stavu i sa slabijom sinhronizovanošću, onemogućavajući pregled dešavanja

u mreži u širem regionu i interkonekciji [2].

S druge strane, novije tehnologije u vidu sinhrofazorskih jedinica (*Phasor Measurement Unit* - PMU) relevantna merenja mogu da obezbede sa frekvencijom većom i nekoliko hiljada puta. Za sinhronizaciju podataka se u ovom slučaju koristi *Global Positioning System* (GPS). Dobijajući vremensku oznaku, ovako dobijeni podaci predstavljaju osnovu WAMS-a [2].

Pomoću PMU-a stiče se uvid kako u amplitudu tako i u fazni stav merene veličine, dok se sinhronizacija dobijenih podataka vrši koristeći *Coordinated Universal Time* obezbeđujući mikrosekundnu preciznost. Tako usklađeni podaci šalju se na *Phasor Data Concentrator* (PDC) gde se kreira slika stanja važnih električnih veličina EES-a. U zavisnosti od broja merenih kanala samog uređaja, mogu se meriti i struje i naponi. U EES-u Srbije postavljeni sinhrofazorski uređaji merenja izvršavaju na svakih 20 ms i trenutno ih ima 12. Ovo značajno poboljšava uvid u realno stanje sistema u realnom vremenu na osnovu kog se određene odluke o manipulacijama u sistemu mogu doneti značajno brže, pozitivno utičući na stabilan i pouzdan rad EES-a [3].

Primenom određenih pravila, traženu opservabilnost je moguće postići pametnim izborom manjeg broja čvorova u kojima će biti instaliran PMU uređaj, umesto postavljanja PMU uređaja u svaki čvor sistema što ne predstavlja prihvatljivo rešenje sa tehnoeкономskog aspekta. Imajući to u vidu, pribegava se različitim algoritmima pomoću kojih se određuju najmanji broj i najpogodnije lokacije za postavljanje sinhrofazorskih uređaja.

U opštem slučaju, optimizacioni algoritmi u osnovi imaju konvencionalne ili heurističke metode. Prvi se mogu zasnivati na celobrojnom kvadratnom programiranju (*Integer Quadratic Programming*) ili celobrojnom linearnom programiranju (*Integer Linear Programming* - ILP). Neki od heurističkih algoritama koji su našli primenu u pozicioniranju PMU su genetički (GA), *Simulated Annealing* (SA), *Particle Swarm Optimization* (PSO), *Tabu Search* (TS), *Immune Genetic Algorithm* (IGA) itd. Kratak pregled najkorišćenijih metoda i algoritama može se videti u [4].

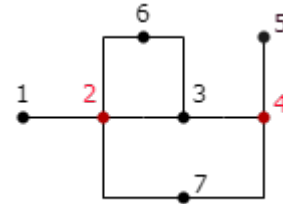
Iako ne garantuju globalno najbolje optimizaciono rešenje [5], zbog svog kraćeg vremena proračuna i generalno dosta manje zahtevne računarske kompleksnosti, heurističke metode se pokazuju kao pogodne pri određivanju broja i lokacija PMU uređaja u mrežama različitih veličina [6] [7] [8] [9] [10].

U ovom radu je u drugom poglavlju predstavljeno kako broj i lokacija utiču na estimaciju stanja i opservabilnost sistema, nakon čega su definisani optimizacioni problem i kriterijumska funkcija. U trećem je detaljno opisan primenjeni algoritam. Zatim su u četvrtom delu prikazani rezultati izvršene analize, a potom dati i zaključci.

II UTICAJ ODABIRA LOKACIJE I BROJA PMU, KRITERIJUMSKA FUNKCIJA I PROMENLJIVE

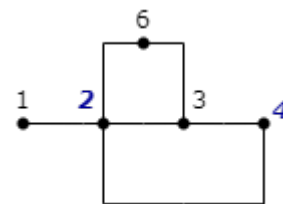
Kako je prethodno napomenuto, da bi se imao uvid u stanje EES-a sa strane napona i tokova snaga, nije neophodno da PMU uređaji budu instalirani u svakom čvoru sistema. Posmatrano na osnovu primera primene teorije grafova, ovaj zaključak proizilazi kao posledica Kirhofovih zakona i pod pretpostavkom da svaki

postavljeni PMU uređaj ima mogućnost merenja napona tog čvora i struja svih grana ekvivalentnog grafa. Dakle, postizanje topološke opservabilnosti sistema, primenom nekoliko pravila, odnosno uvođenjem nekoliko ograničenja često se obezbeđuje sa dosta manjim brojem PMU-a. Jedno takvo pravilo je da su osim čvora u kom je postavljen PMU opservabilni i njemu susedni čvorovi. Primera radi, mreža sa Slike 1 kako bi bila opservabilna dovoljno je da ima PMU uređaje samo u čvorovima 2 i 4. Postavkom PMU-a u 2 opservabilni postaju i čvorovi 1, 3, 7 i 6, dok je opservabilnost čvorova 4 i 5 postiže postavljanjem PMU uređaja u nekom od ta dva. Na ovaj način postignuta je opservabilnost svih 7 čvorova.



Slika 1. Primer jednostavne mreže gde se topološka opservabilnost postiže sa samo dva PMU uređaja

Neophodno je imati u vidu i različite tipove čvorova, poput čvorova nultog injektiranja (*Zero Injection Bus* - ZIB). Ovo su čvorovi u kojima nema priključenih proizvodnih jedinica kao ni potrošačkih područja. U realnoj elektroenergetskoj mreži oni mogu da predstavljaju razvodna postrojenja. Važno je i ZIB čvorove uzeti u obzir, jer adekvatnom primenom nekoliko pravila i oni mogu dodatno umanjiti broj neophodnih sinhrofazorskih jedinica [3]. Na primer, mreža sa Slike 1 koja ima 7 čvorova od kojih su ZIB čvorovi 7 i 4 može da se redukuje na 5 čvorova i 6 grana prikazanu na Slici 2. Tako se potencijalno smanjuje potreba za većim brojem PMU uređaja. Vidi se da je sada dovoljan samo jedan PMU uređaj postavljen u čvoru 2 za postizanje topološke opservabilnosti, što predstavlja umanjeње u odnosu na dva neophodna PMU-a za slučaj kad nije poznato ima li ZIB čvorova (Slika 1).

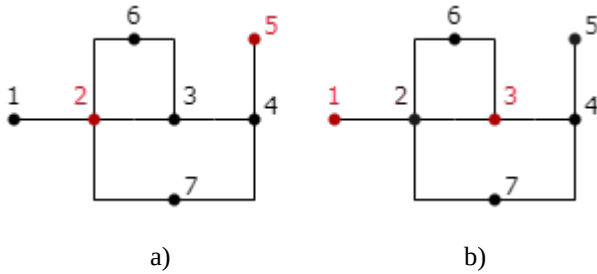


Slika 2. Redukovana mreža postignuta uvažavanjem čvorova nultog injektiranja

Na osnovu prethodnih primera, jasno je da nije samo broj PMU-a taj koji utiče na to da li stanje sistema može da se estimira, odnosno da li se postiže opservabilnost, već je izuzetno bitno i gde se definisani broj PMU uređaja postavlja. Tako, na primer, iako Slike 3. a) i 3. b) imaju jednak broj PMU-a, mreža pod a) jeste opservabilna, dok mreža pod b) nije.

Koliko će precizno i dobro rešenje sa strane odabira broja i pozicija PMU-a da se dobije, zavisi pre svega od načina definisanja kriterijumske funkcije i promenljivih sistema.

Usvojeno je da su promenljive sistema binarne odluke da li je PMU uređaj postavljen u posmatrane čvorove ili ne. Imajući na umu da su osim čvorova u kojima su ugrađeni PMU uređaji opservabilni i svi čvorovi susedni tom čvoru, neophodno je odrediti matematičke uslove koji to uvažavaju.



Slika 3. Ugradnjom PMU u čvorove 2 i 5 pod a) prikazana mreža jeste topološki opservabilna, dok mreža pod b) sa PMU u čvorovima 1 i 3 nije

Najpre je potrebno definisati matricu povezanosti čvorova na sledeći način:

$$[A]_{i,j} = \begin{cases} 1, & \text{za } i = j \\ 1, & \text{ako su } i \text{ i } j \text{ povezani čvorovi} \\ 0, & \text{ako } i \text{ i } j \text{ nisu povezani} \end{cases} \quad (1)$$

a zatim i matricu kolonu sa N redova:

$$[Z]_{i,1} = \begin{cases} 1, & \text{ako PMU jeste instaliran u } i - \text{tom čvoru} \\ 0, & \text{ako PMU nije instaliran u } i - \text{tom čvoru} \end{cases} \quad (2)$$

koja je reprezent stanja instaliranih PMU u sistem sa strane broja i lokacije. Potrebno je da bude ispunjen sledeći izraz:

$$[A]_{i \times j} \times [Z]_{N \times 1} \geq [B]_{N \times 1} \quad (3)$$

gde je

$$[B]_{N \times 1} = [111 \dots 1]^T \quad (4)$$

Potrebno je postići minimalnu vrednost sledeće sume:

$$\sum_{i=0}^N Z_i \cdot C_i \quad (5)$$

gde N predstavlja broj čvorova posmatrane mreže, Z_i je i -ti član matrice definisane u (2) [11], a C_i predstavlja težinski faktor cene instalacije PMU uređaja u i -tom čvoru. U ovom slučaju koeficijent C_i je uzet da za svaki čvor iznosi 1. Iako u ovom slučaju ne pravi razliku, u pojedinim optimizacionim problemima može igrati značajniju ulogu što će biti ilustrovano kasnije. Kako bi se postigla minimalna vrednost sume (5) primenjen je genetički algoritam opisan u nastavku.

III OPTIMIZACIJA

A. Genetički algoritam

Genetički algoritam je optimizaciona tehnika koja je zasnovana na evolutivnim i genetskim principima iz prirode. Pokazalo se da je GA pogodan za rešavanje nekontinualnih, nelinearnih i nediferencijabilnih problema gde su analitičke metode neprimenjive ili suviše računarski zahtevne. Iako ne postoji jedinstvena definicija genetičkog algoritma, može se reći da

većina GA metoda sadrži populaciju hromozoma, fitnes funkciju i ukrštanja, mutacije i selekcije kako bi se dobila nova generacija [12].

Hromozomi u GA tipično imaju oblik niza bitova (0 i 1), ali je moguće primeniti i dekadni zapis. Jedna populacija obuhvata sve hromozome. Fitnes funkcija je tu da brojčano opiše koliko je određen hromozom pogodno rešenje u trenutnoj populaciji. Dakle, fitnes funkcija hromozoma pokazuje koliko dobro određen hromozom rešava problem.

Za određen N_{PMU} broj PMU jedinica i N_H broj čvorova u kojima nije instaliran PMU, u ovom radu fitnes funkcija [13] koja će biti korištena u GA je:

$$f = a \cdot N_{PMU} + b \cdot N_H + c \cdot N_{PMU} \cdot N_H \quad (6)$$

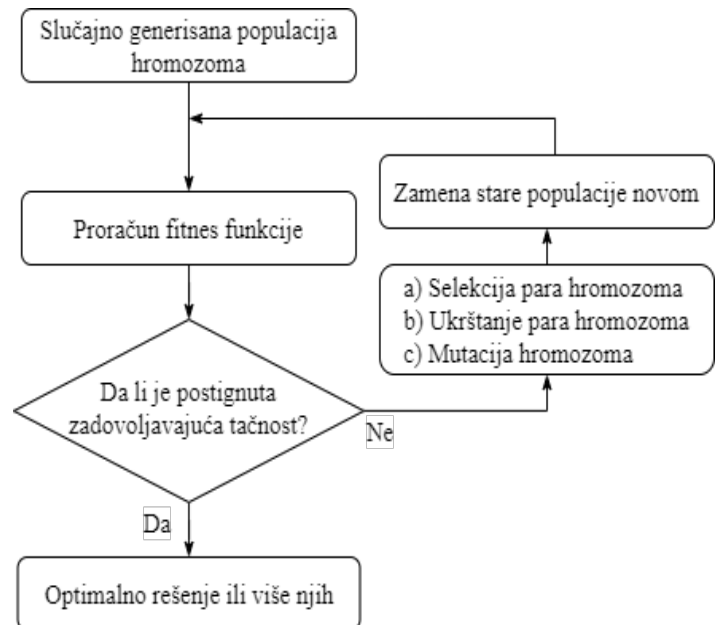
gde, a koeficijenti a , b i c su uzeti da budu 100, -10 i 1 redom.

Dalje, selekcija je operator koji izdvaja one hromozome iz jedne populacije za dalju reprodukciju. Što je hromozom pogodniji, to je verovatnije da će biti selektovan. U predstojećoj analizi biće primenjena i elitistička selekcija čiji je cilj da kvalitet generacija ne počne da opada.

Ukrštanje predstavlja formiranje novih rešenja tako što se na slučajno izabranim mestima u bitskim nizovima dva hromozoma odgovarajući bitovi nakon ili pre određene pozicije zamene. Na primer, ukrštanjem bitova 10011111 i 101010010 za pozicije nakon treće nastaju hromozomi 100111010 i 101010111. Ukrštanje se uglavnom odvija sa velikom verovatnoćom. U daljim analizama verovatnoća ukrštanja je usvojena da bude 90%.

Mutacija je operator koji slučajnim principom izmeni neki bit iz okvira istog hromozoma. Na primer, hromozom 10010 nakon mutacije može da bude 11010. Obično se odvija sa malom verovatnoćom. U ovom radu je usvojeno da iznosi 5%.

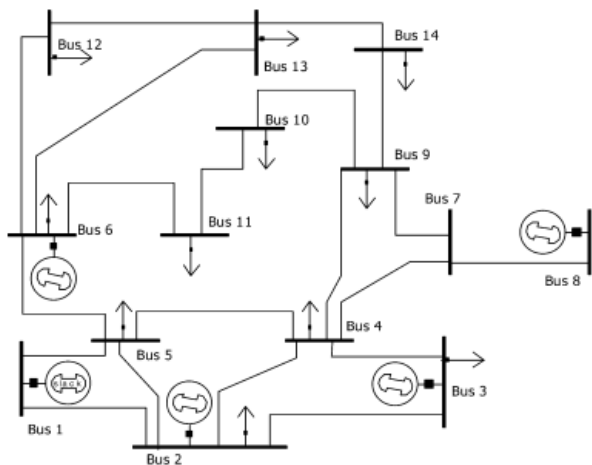
Na Slici 4 prikazan je uprošćen dijagram primenjenog GA.



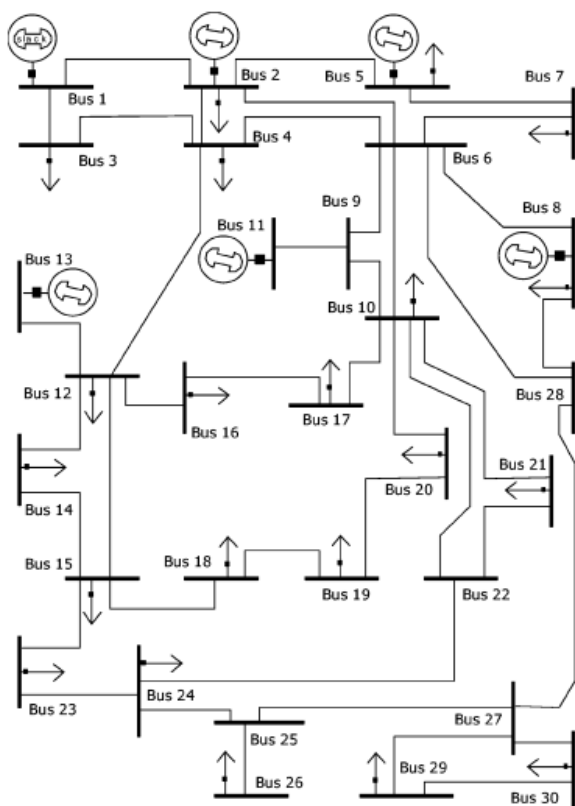
Slika 4. Blok dijagram toka genetičkog algoritma

B. Analizirane mreže

Navedena procedura odabira minimalnog broja i odgovarajućih lokacija PMU uređaja je primenjena na nekoliko različitih mreža. Prvo je analizirana IEEE test mreža sa 14 čvorova prikazana na Slici 5, zatim IEEE test mreža sa 30 čvorova prikazana na Slici 6.



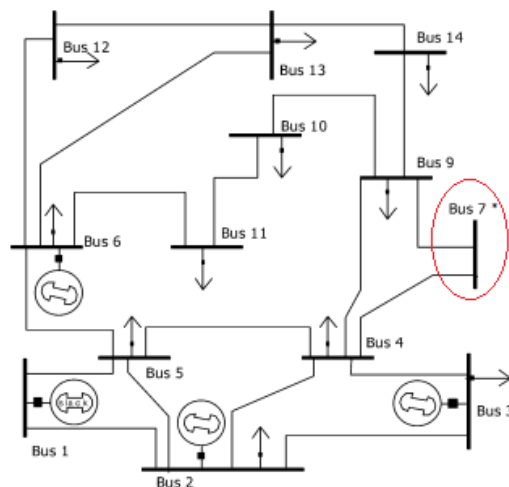
Slika 5. IEEE test mreža sa 14 čvorova [14]



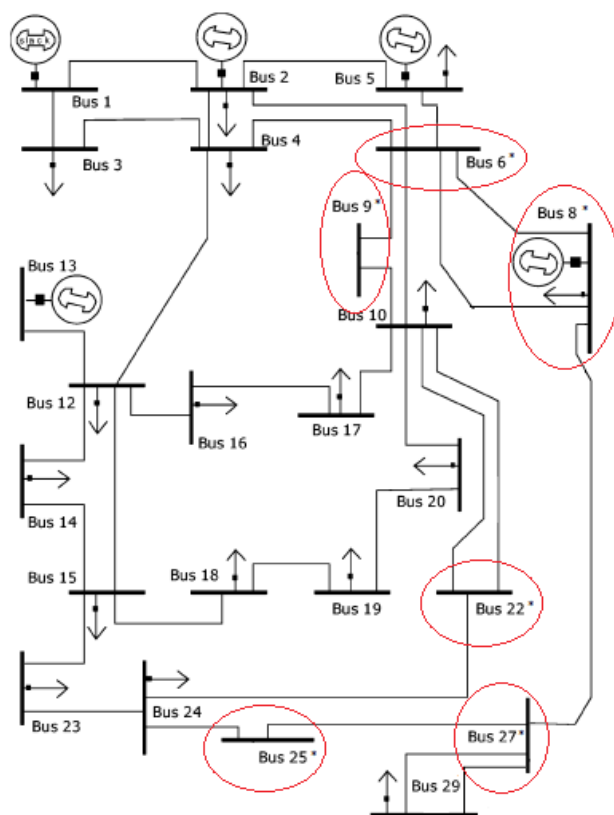
Slika 6. IEEE test mreža sa 30 čvorova [14]

Uzeti su u obzir i ZIB čvorovi - u mreži sa 14 čvorova to je sabirnica 7, a u mreži sa 30 to su sabirnice: 6, 9, 28, 22, 25 i 27. Redukovana šema IEEE test mreža modifikovane pomoću pravila navedenih u [3] ima 13 čvorova u prvom slučaju,

odnosno 24 čvora za drugu mrežu. Ekvivalentne mreže su prikazane na Slikama 7 i 8 gde su crvenom bojom označeni ekvivalentni čvorovi.



Slika 7. Redukovana IEEE test mreža sa 14 čvorova na 13 čvorova spajanjem ZIB čvora sa jednim susednim



Slika 8. Redukovana IEEE test mreža sa 30 čvorova na 24 čvora spajanjem ZIB čvorova

Sada je moguće definisati matrice povezanosti čvorova prema (1) na osnovu Slika 7 i 8. Odgovarajuća matrica za mrežu sa 14 čvorova od kojih je jedan ZIB je prikazana u (7).

$$[A]_{13 \times 13} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (7)$$

U ovoj matrici osma kolona predstavlja čvor 9, deveta čvor 10 itd. kao posledica činjenice da su čvorovi 7 i 8 spojeni u jedan imajući na umu da je čvor 7 čvor nultog injektiranja. Na sličan način je definisana i matrica za mrežu sa Slike 6 i 24 čvora ekvivalentne šeme.

Na osnovu predstavljenih mreža i matrica povezanosti čvorova mogu se definisati i uslovi koje je neophodno ispuniti kako bi svaka od mreža bila opservabilna. Za mrežu sa Slike 7 primenom (3) sledi da je neophodno da bude ispunjen sledeći skup uslova kako bi se postigla opservabilnost:

$$F_{cond_{IEEE14}} = \begin{cases} x_1 + x_2 + x_5 \geq 1 \\ x_6 + x_{12} + x_{13} + x_{14} \geq 1 \\ x_6 + x_{10} + x_{11} \geq 1 \\ x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 \geq 1 \\ x_6 + x_{12} + x_{13} \geq 1 \\ x_2 + x_3 + x_4 \geq 1 \\ x_9 + x_{10} + x_{11} \geq 1 \\ x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_{7*} + x_9 \geq 1 \\ x_1 + x_2 + x_6 + x_4 + x_5 \geq 1 \\ x_5 + x_6 + x_{11} + x_{12} + x_{13} \geq 1 \\ x_4 + x_{7*} + x_9 \geq 1 \\ x_4 + x_{7*} + x_9 + x_{10} + x_{14} \geq 1 \\ x_9 + x_{13} + x_{14} \geq 1 \end{cases} \quad (8)$$

gde su x_i binarne odluke da li je PMU postavljen u čvoru i . ZIB čvor 6 je spojen sa čvorom 7 i njihov ekvivalent je modelovan sa 7^* kao na Slici 7.

Predlog rešenja postavljanja PMU uređaja u čvorove mreže sa Slike 6 treba da zadovolji sledeće uslove, gde su pritom čvorovi 6 i 7 spojeni u 6^* , 8 i 28 u 8^* , 9 i 11 u 9^* , 21 i 22 u 22^* , 25 i 26 u 25^* , konačno 27 i 30 u 27^* kao što se može videti na Slike 8:

$$F_{cond_{IEEE30}} = \begin{cases} x_1 + x_2 + x_3 \geq 1 \\ x_1 + x_3 + x_4 \geq 1 \\ x_1 + x_2 + x_4 + x_5 + x_{6*} \geq 1 \\ x_6 + x_{8*} + x_{27} \geq 1 \\ x_2 + x_5 + x_{6*} \geq 1 \\ x_{6*} + x_{9*} + x_{10} \geq 1 \\ x_2 + x_3 + x_4 + x_{6*} + x_{12} \geq 1 \\ x_2 + x_4 + x_5 + x_{6*} + x_{8*} + x_{9*} + x_{10} \geq 1 \\ x_6 + x_{9*} + x_{10} + x_{17} + x_{20} + x_{22*} \geq 1 \\ x_{12} + x_{14} + x_{15} \geq 1 \\ x_4 + x_{12} + x_{13} + x_{14} + x_{15} + x_{16} \geq 1 \\ x_{12} + x_{13} \geq 1 \\ x_{12} + x_{14} + x_{15} + x_{18} + x_{23} \geq 1 \\ x_{12} + x_{16} + x_{17} \geq 1 \\ x_{10} + x_{16} + x_{17} \geq 1 \\ x_{15} + x_{18} + x_{19} \geq 1 \\ x_{18} + x_{19} + x_{20} \geq 1 \\ x_{10} + x_{19} + x_{20} \geq 1 \\ x_{10} + x_{22*} + x_{24} \geq 1 \\ x_{15} + x_{23} + x_{24} \geq 1 \\ x_{22*} + x_{23} + x_{24} + x_{25*} \geq 1 \\ x_{24} + x_{25*} + x_{27*} \geq 1 \\ x_{8*} + x_{25*} + x_{27*} + x_{29} \geq 1 \\ x_{27*} + x_{29} \geq 1 \end{cases} \quad (9)$$

IV REZULTATI ANALIZE

Primenom GA opisanog u prethodnom poglavlju sa fitnes funkcijom (6) dobijeni su minimalni brojevi PMU uređaja uz definisane moguće pozicije, a rezultati su prikazani u Tabeli 1.

Poređenjem sa sličnim analizama izvršenim nad analiziranim test mrežama u [11] [14], vidi se da su se dobijeni ekvivalentni rezultati što opravdava korišćenje ove fitnes funkcije (6) uz izabrane vrednosti koeficijena a , b i c .

Na osnovu Tabele 1 se vidi da sa porastom mreže raste i broj mogućih opcija pozicioniranja PMU uređaja. Ovo dodatno dolazi do izražaja u realnim elektroenergetskim mrežama koje mogu imati i značajno više čvorova od ovde analiziranih 30. Međutim, u realnim mrežama dodatni ograničavajući faktor predstavlja činjenica da cena instalacije PMU uređaja nije ista za svaku od sabirnica, te težinski faktori C_i u izrazu (5) neće biti 1 za svaki čvor. Na primer, na cenu PMU uređaja utiče i broj mernih kanala. U tom bi slučaju, pod pretpostavkom da se ide na to da budu merene struje svih grana koje se susreću u posmatrani čvor, na posmatranom primeru čvor 10 bi bio jedan od najskupljih. Samim tim, suma (5) možda ne bi imala minimalnu vrednost. Ovakva analiza bi svakako uticala i na izgled fitnes funkcije koja bi pored broja PMU uređaja u sebi morala da sadrži i odgovarajuće korekzione faktore koji uvažavaju i cenu instalacije pojedinih čvorova.

Ipak, kako je početna pretpostavka bila da svaki čvor predstavlja podjednako dobro rešenje sa strane cene, čvor 10 se ispostavlja kao gotovo neophodan čvor za lokaciju PMU-a uz čvor 12. Pritom se opservabilnost delova mreže iznad i ispod njih postiže na nekoliko različitih načina. Dalja kombinacija svake od tih mogućnosti dovodi do 30 različitih mogućnosti postavljanja 7 PMU uređaja za IEEE mrežu sa 30 čvorova.



Tabela 1. Rezultati analize neophodnog broja PMU uređaja i njihovih pozicija u IEEE test mrežama sa 14 i 30 čvorova

	Broj ZIB čvorova	Broj PMU	Broj različitih rešenja	Pozicije PMU (brojevi čvorova)
IEEE test mreža, 14 čvorova	1	3	1	2 6 8
IEEE test mreža, 30 čvorova	6	7	30	1 2 10 12 19 23 27*; 1 2 10 12 18 23 27*; 1 2 10 12 18 24 27*; 1 2 10 12 19 24 27*; 1 5 10 12 18 23 27*; 1 5 10 12 18 24 27*; 1 5 10 12 19 23 27*; 1 5 10 12 19 24 27*; 1 6* 10 12 18 23 27*; 1 6* 10 12 18 24 27*; 1 6* 10 12 18 24 29; 1 6* 10 12 19 23 27*; 1 6* 10 12 19 24 27*; 2 3 10 12 18 23 27*; 2 3 10 12 18 24 27*; 2 3 10 12 19 23 27*; 2 3 10 12 19 24 27*; 2 4 10 12 18 23 27*; 2 4 10 12 18 24 27*; 2 4 10 12 19 23 27*; 2 4 10 12 19 24 27*; 3 5 10 12 19 23 27*; 3 6* 10 12 18 23 27*; 3 6* 10 12 18 24 27*; 3 6* 10 12 19 23 27*; 3 6* 10 12 19 24 27*; 3 5 10 12 18 23 27*; 3 5 10 12 19 24 27*; 3 5 10 12 18 24 27*; 1 6* 10 12 19 24 29

V ZAKLJUČAK

Sve izraženija dinamička priroda prikjučenih proizvodnih jedinica zahteva još preciznija i ažurnija merenja kako bi se održao stabilan, pouzdan i kvalitetan rad EES-a. Sinhrofazorske jedinice predstavljaju neizbežan element WAMS tehnologije doprinoseći bržem odzivu na promene u klasičnim sistemima. Pozicioniranje PMU uređaja predstavlja važan strateški korak u tehno-ekonomskim analizama razvoja EES-a. Manje računarski zahtevan od analitičkih metoda, genetički algoritam pokazao se kao dobar alat u rešavanju ovakvog problema. Njegovom primenom je određen broj i dispozicija PMU uređaja u dve standardne IEEE test mreže.

Za mrežu od 14 čvorova zaključeno je da su neophodna 3 PMU uređaja sa jedinstvenom dispozicijom, a mreža od 30 čvorova može biti opservabilna postavljanjem 7 sinhrofazorskih jedinica sa mogućnošću 30 različitih dispozicija. Uvaženi i čvorovi nultog injektiranja i na taj način smanjeni neophodni brojevi PMU pozicija potrebnih za postizanje topološke opservabilnosti.

Dalja istraživanja će ići u smeru primene drugačijih fitness funkcija genetičkog algoritma, primene proračuna tokova snaga i naponskih prilika kao dela optimizacionog algoritma, kao i potencijalnog uvažavanja poteškoća instalacija PMU-a u određenim čvorovima na primeru realnih EES-a.

ZAHVALNICA/ACKNOWLEDGEMENT

Autori zahvaljuju Ministarstvu za nauku i tehnološki razvoj Republike Srbije koje je omogućilo izradu ovog rada u okviru Projekta III 42009 „Inteligentne energetske mreže“.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Aweya, J., Al Sindi, N. Role of Time Synchronization in Power System Automation and Smart Grids, in Proc. 2013 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), Cape Town, South Africa, pp. 1392-1397, 25-28 February 2013. <https://doi.org/10.1109/ICIT.2013.6505875>
- [2] Patil, G. C., Thosar, A. G. Application of synchrophasor measurements using PMU for modern power systems monitoring and control, in Proc. 2017 International Conference on Computation of Power, Energy Information and Communication (ICCPEIC), Melmaruvathur, India, pp. 754-760, 22-23 March 2017. <https://doi.org/10.1109/ICCPEIC.2017.8290464>
- [3] Bečejac, V. Optimalna postavka sinhrofazorskih uređaja za obezbeđenje potpune topološke opservabilnosti primenom metode Grebnerove baze, Elektrotehnički fakultet, Beograd, 2020.

- [4] Noureen, S.S., Roy, V., Bayne, S. B. Phasor Measurement Unit Integration: A Review on Optimal PMU Placement Methods in Power System, in Proc. 2017 IEEE Region 10 Humanitarian Technology Conference (R10-HTC), Polashi Dhaka, Dhaka, Bangladesh, pp. 328-332, 21-23 December 2017. <http://dx.doi.org/10.1109/R10-HTC.2017.8288967>
- [5] Almunif A, Fan L. Optimal PMU placement for modeling power grid observability with mathematical programming methods, International Transactions on Electrical Energy Systems, e12182, 2019. <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12182>
- [6] Allagui, B., Ben Aribia, H., Hadji Abdallah, H. Optimal placement of Phasor Measurement Units by genetic algorithm, in Proc. 2012 First International Conference on Renewable Energies and Vehicular Technology, Nabeul, Tunisia, pp. 434-439, 26-28 March 2012. <https://doi.org/10.1109/REVET.2012.6195309>
- [7] Babu, R., Bhattacharyya, B. Optimal placement of phasor measurement unit using binary particle swarm optimization in connected power network, in Proc. 2015 IEEE UP Section Conference on Electrical Computer and Electronics (UPCON), Allahabad, India, pp. 1-5, 04-06 December 2015. <https://doi.org/10.1109/UPCON.2015.7456695>
- [8] Mesgarnejad, H., Shahrtash, S. M. Multi-objective measurement placement with new parallel Tabu Search method, in Proc. 2008 IEEE Canada Electric Power Conference, Vancouver, BC, Canada, 06-07 October 2008. <https://doi.org/10.1109/EPC.2008.4763294>
- [9] Aminifar, F., Lucas, C., Khodaei, A., Fotuhi-Firuzabad, M. Optimal Placement of Phasor Measurement Units Using Immunity Genetic Algorithm, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 24, No. 3, pp. 1014-1020, 2009. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2009.2014030>
- [10] Gopakumar, P., Reddy, M. J. B., Mohanta, D. K. Novel multi-stage simulated annealing for optimal placement of PMUs in conjunction with conventional measurements, in Proc. 2013 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering, Wroclaw, Poland, pp. 248-252, 05-08 May 2013. <https://doi.org/10.1109/EEEIC.2013.6549625>
- [11] Abdulkaarem, A., Ogbe, D., Somefun, T., Agbetuyi, F. Optimal PMU Placement Using Genetic Algorithm for 330kV 52-Bus Nigerian Network, Advances in Science, Technology and Engineering Systems Journal, Vol. 6, No. 1, pp. 597-604, 2021. <http://dx.doi.org/10.25046/aj060164>
- [12] Mitchell, M. An introduction to genetic algorithms. MIT press, 1998.
- [13] Marín, F.J., García-Lagos, F., Joya, G., Sandoval, F. Genetic algorithms for optimal placement of phasor measurement units in electrical networks, Electronics Letters, Vol. 39, No. 19, pp. 1403-1405, 2003. <https://doi.org/10.1049/EL%3A20030919>
- [14] Chakrabarti, S., Kyriakides, E. Optimal Placement of Phasor Measurement Units for Power System Observability, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 3, pp. 1433-1440, 2008. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.922621>

AUTORI/AUTHORS

Katarina Obradović - dipl. inž. el. i rač., Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, obradovic15@gmail.com, ORCID [0000-0002-2559-8518](https://orcid.org/0000-0002-2559-8518)
dr Goran Dobrić - docent, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, dobrić@etf.rs, ORCID [0000-0002-1747-6211](https://orcid.org/0000-0002-1747-6211)

Sigurnost snabdevanja kao glavni deo slagalice energetske bezbednosti

Security of Supply as a Major Part of the Energy Security Puzzle

Aleksandar Madžarević, Miroslav Crnogorac

Faculty of Mining and Geology, University of Belgrade, Serbia

Rezime - Sigurnost snabdevanja prirodnim gasom Republike Srbije se kroz poslednje dve decenije tretira kao hitno, strateško, političko i bezbednosno pitanje. U sektoru prirodnog gasa, Republika Srbija je veoma zavisna od gasa koji uvozi iz Rusije. Indikatori sigurnosti snabdevanja predstavljaju jedan od osnovnih elemenata za određivanje energetske bezbednosti i snažne alate za usmeravanje energetskog sektora ka održivom razvoju. Metodološka analiza prikazana u radu je bila koncentrisana na pokazatelje sigurnosti snabdevanja u oblasti energetske bezbednosti koji se odnose na sektor prirodnog gasa u Republici Srbiji.

Ključne reči - energetska bezbednost, sigurnost snabdevanja, energetski indikator, dostupnost energije, diversifikacija izvora i pravaca

Abstract - The security of natural gas supply of the Republic of Serbia has been treated as an urgent, strategic, political and security issue for the last two decades. In the natural gas sector, the Republic of Serbia is very dependent on gas imported from Russia. Security of supply indicators are one of the basic elements for determining energy security and powerful tools for guiding the energy sector towards sustainable development. The methodological analysis presented in the paper was concentrated on security of supply indicators in the field of energy security related to the natural gas sector in the Republic of Serbia.

Index Terms - energy security, security of supply, energy indicator, availability of energy, diversification of sources and routes

I INTRODUCTION

Energy is an essential part of the development of the world. Energy is a lively power source for all social and economic activities and an immersive part of the puzzles of the sustainable development. Energy efficiency, energy security and secure energy supply, are most important components for the economy rise, new investments and market development [1].

One of the most actively promoted elements of energy policy in the Republic of Serbia is energy security. Energy security is a synthesis of the geopolitical and energy aspects of energy availability in various forms in satisfactory quantities and at affordable prices. Energy security as indicator is described with a

group of synthesis indicators. It is necessary to continually observe energy security in the context of global techno-economic and environmental changes [2]. Energy security is bestowed on the continuous availability of energy in different forms, at affordable prices and in sufficient quantities [3].

Specificity of energy security lies in the influence of many factors, so it is not possible to define a unique methodology for determining it [2]. For different region or country, various features and approaches of energy development are into consideration. Defining a methodological approach for determining the energy security of a country is possible only if the geopolitical moment, climatic conditions, wealth, and availability of energy resources are considered, as well as using them by type and intensity, economic growth, demographic indicators, political priorities, and energy scenarios, etc. [4-6].

According to Energy Development Strategy of the Republic of Serbia up to 2025, with the projections up to 2030 [7] and Program of implementation, energy security is basic elements for ensuring the transition to sustainable energy development. Republic of Serbia is in the process of accession to the EU, with the status of a candidate country. Serbia has signed and ratified the Treaty establishing the Energy Community in 2006. [8], and it is in the EU accession process with the status of a candidate country. All this means that implementation of core parts of the EU acquires Communautaire in environment and energy sector are obligations of Serbia.

In this paper energy security and security of energy supply indicators in energy sector are analysed as tools for security of fuel supply. Different scenarios of natural gas sector development based of historical trends and Strategy [7] are used as example of model analysis. To evaluate the security of the natural gas supply in Serbia these scenarios are than analysed and modified. Results show level of security of supply and vulnerability of energy supply system, throw the indicator of Security of Energy Supply Indicator, precisely Synthesis indicator Security of supply.

II ENERGY SECURITY

The energy security is one of the most important parameters for the status and the definition of the recommended development for countries and regions. The concept of energy security is becoming an important item for monitoring because of major

changes in the energy field. Energy demand in the region of Southeast Europe is growing, but energy sources are limited, and unevenly arranged. Energy security is a top priority issue for rapidly developing countries because the demand for energy is strongly and intensively growing [9].

Energy security is also related to the concept of national security and as such can be viewed in the context of general national security of the state, as well as independently [10]. Energy security is an important geopolitical issue. Different technical, economic, environmental aspects are included in analyses of Energy security. Mathematical model based on the theory of the fuzzy logic and the fuzzy conclusion considering energy, economic, ecological, and social indicators has been done.

The establishment of an indicator structure is an initial step in modelling an integrated analysis of energy security assessment of energy development scenarios. Figure 1 shows the indicator structure, with synthesis indicators and groups of partial indicators accompanying them.

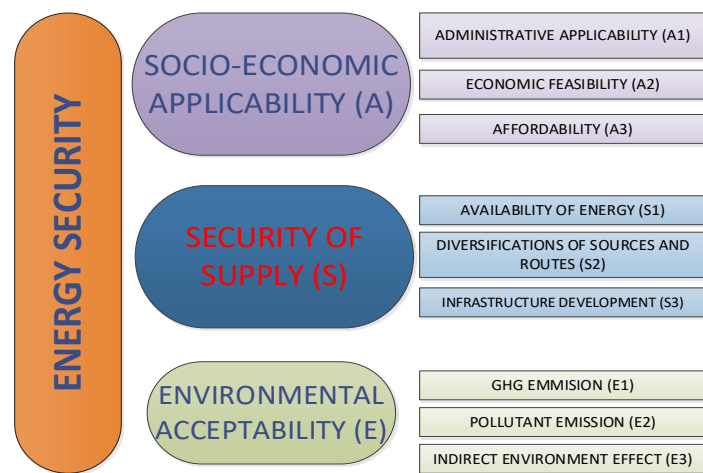


Figure 1. Indicator's tree - Energy security with synthesis indicators

If the goal of the model is to evaluate and create a scenario that would demonstrate a rational, sustainable, and energy-friendly development plan, technical or energy, political, economic, and environmental indicators are most often used. In some studies, social indicators also appear [11].

Indicators of technical and energy aspects that are often analysed are security of supply, energy production, stability, availability of energy (different sources and directions of supply), the level of energy prices, as well as technical availability of the system [11].

Socio-economic indicators most often include partial indicators of economic growth, financial and administrative feasibility, institutional capacity, savings opportunities, investment justification, market development and local economy, etc. [11].

The environmental indicators are standardized and include greenhouse gas emission and other pollutants emission.

Traditionally, the most important indicator for the energy security is the indicator of secure of supply, while the general aspiration for "cleaner energy" has contributed that the emission of CO₂ and other pollutants, with investment costs being indispensable partial indicators of observation. The aspect of social indicators, with partial indicators of social acceptability and provision of comfort, is increasingly used in the evaluation of the energy scenario [12].

III SYNTHESIS INDICATOR SECURITY OF SUPPLY

The synthetic security of supply indicator can be viewed in a very broad context. It is generally defined by a group of partial indicators, such as: technical availability of the system, availability of energy, accessibility, acceptability, security, and political stability [13]. However, for the purposes of developing a methodology that will analyse energy development scenarios in the context of energy security assessment, the synthetic indicator of security of supply primarily refers to the satisfied needs of consumers. The quality of the working condition of a system whose role is the supply, transformation and utilization of an energy source primarily depends on the availability of energy, the availability of infrastructure and the ability to achieve supply [14]. Security of supply is the most common aspect of observing the concept of energy security and its impact on energy security itself is crucial. The reason for this is that one of the basic principles that define energy security is actually security of supply in terms of continuous and uninterrupted supply of energy with minimal possibility of interruption of supply and the existence of a current alternative supply solution. Security of supply can be viewed from different aspects - individually from the level of supply of a particular energy source or generally through an overview of the entire energy sector. The Synthesis of Supply Security Indicator is described using three different partial indicators, each of which is defined by numerical input of input data.

A Partial indicator Availability of energy (S1)

Availability of energy is a partial indicator that depends on the type and quantity of energy used, self-sufficiency in the production and use of energy, and thus import dependence, which can be an important element of security of supply. The availability of energy is also a function of the possibility of energy storage, the participation of renewable energy sources, the level of use of locally available energy sources and the like. [14]. The energy availability is a basic condition for a secure supply, and thus high energy security. This partial indicator is defined numerically depending on the energy sector observed. Within the natural gas and electricity sector, the level of energy availability is expressed using the (N-1) system availability index. For the coal sector Availability of energy can be defined as the ratio of proven reserves to total resources. In the case of oil, Availability of energy can be declared through the ratio of the total quantities of oil available for free sale on the market and the total oil needs. On the example of natural gas and electricity, the partial indicator Availability of energy can be declared as:

$$N - 1 = \frac{TCG + CNG + MDSG + MDLP - MSC}{MAX D} * 100 [\%]$$

where:

TCG - technical capacity of the gas pipeline, ie. the maximum amount of gas that can be delivered through the existing pipeline [million m³/day],

CNG - amount of gas produced in the country [million m³/day],

MDSG - maximum delivery from natural gas storage [million m³/day],

MDLPG - maximum delivery from LPG terminals [million m³/day],

MAX D - total daily natural gas demand on the day of the highest natural gas demand, which statistically occurs once in 20 years,

MSC - maximum supply capacity = max (TCG, CNG, MDSG, MDLPG) [million m³/day].

Figure 2 shows the appearance of the fuzzy sets with linguistic variables which define the partial indicator Availability of energy in more detail. The linguistic variable "very low" describes a situation of high import dependence and a limited number of suppliers, with a low share of domestic production. The very low availability is also characterized by the impossibility of storing energy. The value of the linguistic variable "low" describes the situation of a slight reduction in import dependence, a small number of suppliers and low energy storage capacities. The value of the linguistic variable "moderate" defines the state of more increase in storage capacity and stabilization of domestic production with a decrease in import dependence. The linguistic variable "high" describes the increase of supply capacities, with the modernization of domestic production and the increase of storage capacities. The linguistic variable "very high" describes extremely developed production, low import dependence or higher import dependence, which is accompanied by a larger number of potential sources of supply.

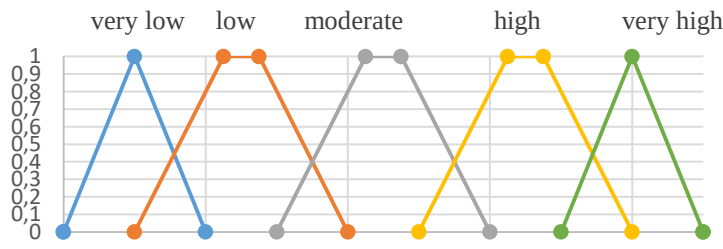


Figure 2. Fuzzy sets with adequate linguistic variables for the partial indicator Availability of energy (S1)

In the case of the natural gas or electricity sector, the partial indicator Availability of energy specifically defines the description of each linguistic variable as follows:

- $N-1 < 0.35$ - value of linguistic variable "very low",
- $0.36 < N-1 < 0.7$ - value of the linguistic variable "low",
- $0.71 < N-1 < 1.05$ - value of the linguistic variable "moderate",
- $1.06 < N-1 < 1.4$ - value of the linguistic variable "high",
- $N-1 > 1.41$ - value of the linguistic variable "very high".

B Partial indicator Diversification of sources and routes (S2)

Diversification of sources and routes is a partial indicator that indicates the number of sources of the observed energy source

and the different directions through which it can reach the energy entity. The increased number of sources, as well as supply routes, raises the level of security of supply and energy security in terms of ensuring uninterrupted supply of energy. At the same time, the possibility of using different locally available energy sources to perform the same function also contributes to raising the level of security of supply and energy security. In this way, the potential lack of many different sources of a certain energy source is bridged. As an example, we can take the use of a locally available renewable energy source, which raises the level of energy independence at the local level through the creation of a new energy source, which contributes to raising the level of energy security. The parameter Diversification of sources and routes is given numerically through the measure of diversification of import supply routes based on the capacity of the observed energy source available for supply. Diversification of sources and routes for imported energy products can be expressed with the help of the IDUPS index of diversification of imported supply routes [15].

On the example of natural gas, the index gives a measure of diversification of import supply routes based on the natural gas capacity available for supply. The index is calculated as the sum of the squares of the percentage share of individual interconnections and deliveries from the LPG terminal [15]:

$$IDUPS = \sum_i^{border X} \left(\sum_c^{TI} \%TI_c border X_i \right)^2 + \sum_m (\%LNG terminal)^2$$

where:

% TI_c border X - percentage share of technical capacity at the point of interconnection X which belongs to the border crossing with the state and, in relation to the total import capacity,
% LNG terminal - percentage share of technical capacity of LPG terminal m in relation to total import capacity.

Figure 3 shows the appearance of the fuzzy sets with linguistic variables by which the partial indicator Diversification of sources and routes is more closely defined.

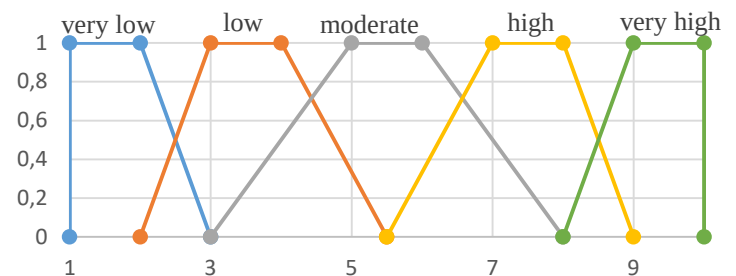


Figure 3. Fuzzy sets with adequate linguistic variables for the partial indicator Diversification of sources and routes (S2)

The linguistic variable "very low" describes the situation of the existence of one import route and only one source of supply through that route, as well as the almost non-existent modern technical capacities of storage and production. The energy entity is very vulnerable in the context of energy security due to the inability or reduced ability to procure energy. The value of the

linguistic variable "low" describes the situation of one import route and the increase of technical capacities in relation to the total import capacity. Within this linguistic variable, the energy subject is also vulnerable in the context of energy security, but to a lesser extent. The value of the linguistic variable "moderate" defines the state of existence of another totally independent import route with a new source of supply and an additional increase in technical storage capacities. Linguistic variable "high" defines an increased number of import routes, as well as an increase in storage capacity. The linguistic variable "very high" describes a multifarious diversification profile in terms of multiple sources and supply routes. This case describes an energy entity that has an extremely favourable situation from the aspect of energy security. At the same time, this linguistic variable defines the expressed possibility that the energy entity has several different sources of supply, as well as alternative directions by which the energy source can reach.

For the natural gas sector, the partial indicator Diversification of sources and routes specifically defines the description of each linguistic variable as follows:

- IDUPS > 10000 - value of the linguistic variable "very low",
- 9999 > IDUPS > 7500 - value of linguistic variable "low",
- 7499 > IDUPS > 5500 - value of the linguistic variable "moderate",
- 5499 > IDUPS > 3500 - value of the linguistic variable "high",
- IDUPS < 3499 - value of the linguistic variable "very high".

C. Partial indicator Infrastructure development (S3)

Infrastructure development shows the state of infrastructural preconditions for the use of a certain energy source. It refers to the construction of capacities to produce primary forms of energy, the development of production plants for energy transformations, the construction of storage capacities, transport, and distribution networks (depending on the type of energy source). All these are preconditions for intensifying the use and development of the domestic market of a certain energy source. Each development of energy infrastructure contributes to increasing the security of supply of energy entities with energy necessary for the process, and thus to raising the level of overall energy security. Infrastructure development can also be seen through the level of implementation of planned infrastructure projects (PIP). In this context, the relationship between the realized and the total capacity of a certain energy source envisaged by a specific infrastructural projection of development is observed:

$$PIP = \frac{\text{Realized capacity}}{\text{The total anticipated capacity}}$$

Figure 4 shows the appearance of the fuzzy sets with adequate linguistic variables which define the partial indicator of Infrastructure Development more closely.

As far as the share is concerned, the partial Infrastructure Development indicator specifically defines the description of each linguistic variable as follows:

- $0 < PIP < 0.20$ - value of linguistic variable "very low",
- $0.21 < PIP < 0.40$ - value of the linguistic variable "low",
- $0.41 < PIP < 0.60$ - value of the linguistic variable "moderate",
- $0.61 < PIP < 0.80$ - value of the linguistic variable "high",
- $0.81 < PIP < 1$ - value of the linguistic variable "very high".

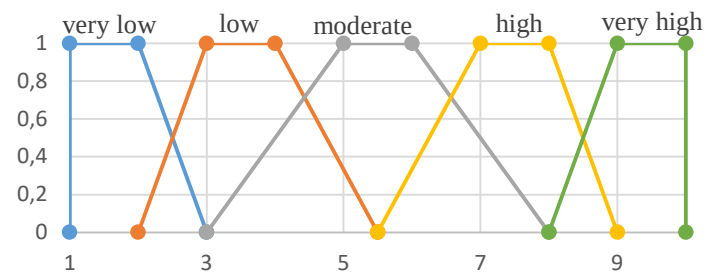


Figure 4. Fuzzy sets with adequate linguistic variables for the partial indicator Infrastructure development (S3)

D. Synthesis of Security of supply

The Security of supply synthesis indicator is more closely defined by three partial indicators. Synthesis of this indicator is related to the composition of Energy availability (S1), Diversification of sources and directions (S2) and Infrastructure development (S3) into SECURITY OF SUPPLY (S). A synthetic procedure is accomplished using the appropriate stage composition with a ranked outcome. The synthesis model is presented in optimal form according to the partial (Pi) and synthetic (M) indicator.

$$M = S; P1 = S1, P2 = S2, P3 = S3$$

This has been done by tailoring the model in several steps (Figure 5).

During the process, data are collected that can be performed at the statistical level (based on calculations, projections, statistical processing, software model results, etc.) or based on expert analysis, i.e., judgment of the report. The partial indicators within this synthesis indicator are entered the model itself in one way. F, All three are measurable and they are entering the model through numerical data that are the result of active monitoring.

The data are then classified and put into the analysis model itself in an adequate form. Such data are entered the synthesis model by the procedure called proposition. They are further classified and defined as the input data of the fuzzy set. Next, procedure of ranking has been performed based on the application of the AHP (Analytic Hierarchy Process) method. It can be done by several different methods. After that, ranking data is used as input to the fuzzy set and analysed in the fuzzy composition process. As a result of the fuzzy composition, an energy security of supply assessment is generated in a fuzzy form.

The output of this fuzzy set is identified in almost last step. At the end, the results of model make quantifications of Energy security of supply indicator.

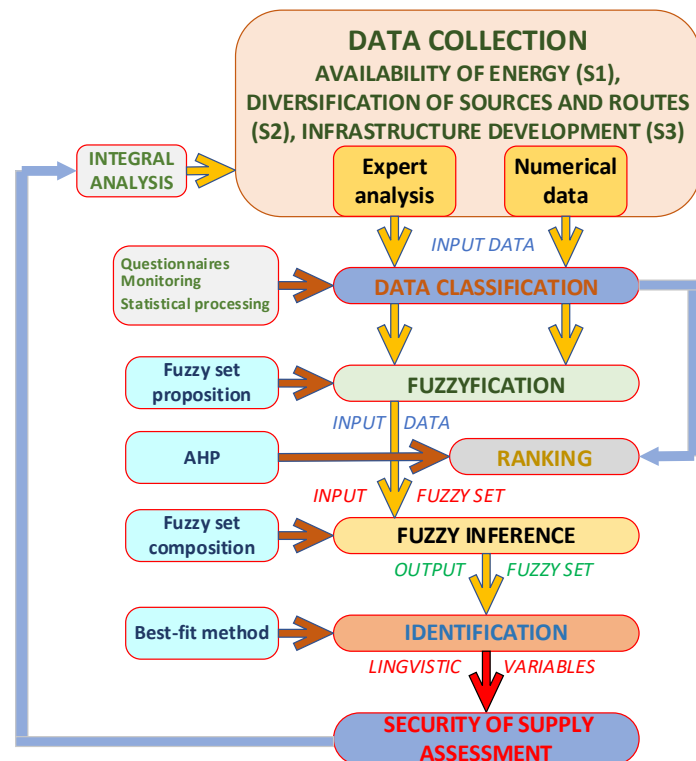


Figure 5. Schematic diagram of a model for energy security of supply assessment

IV. SCENARIO DEVELOPMENT AND RESULTS

A. Natural gas sector of Republic of Serbia

After coal and oil, natural gas is the third most used primary source of energy in the Republic of Serbia. Its share in total primary energy consumption in 2020 was 13.25% [16]. The total consumption of natural gas in 2020 amounted to 2.481 million m^3 , which is 4% less than in 2019 [16]. The trend of growth of natural gas consumption in final consumption, which was noticeable after 2014 (the energy balance of natural gas for the period 2010-2020. are shown in Table 1), was temporarily stopped in 2018. This is primarily due to the reduction of gas consumption for non-energy purposes, which continued in 2019 and 2020. The structure of natural gas supply and consumption in 2020 is shown in Figure 6.

Natural gas transmission system of the Republic of Serbia is a linear system with two inputs and two outputs with other natural gas pipelines systems [16]. Main gas pipeline system connects all domestic gas fields with consumers and enables gas import from Russia. Main technical characteristics of transmission system are presented in Table 2. The main shortcoming and weakness of the transmission system in the previous period was only one entry point on the transmission system, which provided the import of the necessary quantities of natural gas. This shortcoming has been overcome by building an interconnection pipeline from the

Bulgarian-Serbian border to the Serbian-Hungarian border. During 2020, this gas pipeline was mostly completed, connected to the transport system in Bulgaria and the transport system of Transportgas in Serbia. The first quantities of gas for the market in Serbia were delivered from the direction of Bulgaria through this gas pipeline at the beginning of 2021, and it becomes fully operated in October 2021.

The Republic of Serbia has four interconnections with other gas pipeline systems:

- Hungary - Republic of Serbia (Kishkondorozhma, entry point) - Republic of Serbia - BiH (Zvornik, exit point);
- Bulgaria - Republic of Serbia (near Zajecar, entry point) - Republic of Serbia - Hungary (near Horgos, exit point).

The first two interconnections are part of the Transprotgas Serbia transport system, the other two belong to the Gastrans transport system, while the Yugorosgaz-Transport transmission system does not have gas pipelines connected to the transport systems of neighbouring countries.

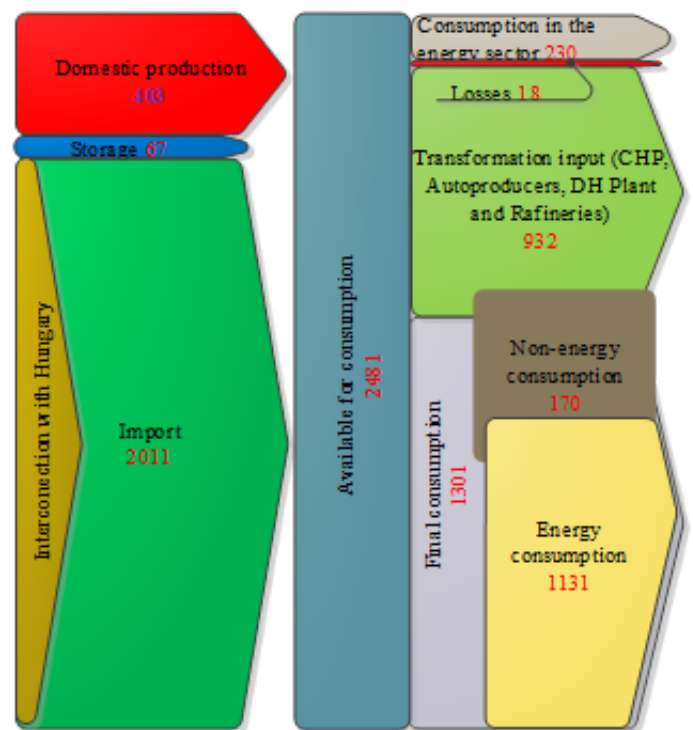


Figure 6. Structure of natural gas supply and consumption in 2020, in millions of Sm^3 [17]

B. Natural gas energy scenario development

In order to demonstrate the impact of energy supply on energy security, through the Indicator of Security of supply, the scenario of development of the natural gas sector of the Republic of Serbia [7] will be considered through the model. Regarding gas consumption, different projections can be made with different assumptions (e.g., real GDP growth, degree of implementation of energy efficiency measures, degree of increase in gas use for electricity production, etc.). For analysis in this case study, two characteristic projections of natural gas consumption were identified.

Table 1. Energy balance of natural gas for the period 2010-2020., in millions of Sm³ [18]

Year	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Production	387.183	508.161	533.511	531.188	557.17	572.502	523.229	489.085	449.567	438.615	402.723
Import	1967.75 3	1747.52 0	1789.75 6	1887.480	1394.6	1740.221	1795.226	2182.632	2153.385	2262.610	2011.390
Storage	0	133.729	-216.108	-74.500	68.795	-114.511	56.850	-12.800	29.458	-197.967	66.836
International Storage	-27.343	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Available for consumption	2327.59	2389.41	2107.15	2344.168	2020.6	2198.212	2375.305	2658.917	2632.410	2503.258	2480.948
Transformation input	805.480	904.808	826.160	774.997	856.098	885.174	886.884	920.464	942.349	953.057	932.319
CHP	95.173	153.786	146.795	70.436	27.391	20.064	46.582	94.992	115.978	149.637	76.804
Autoproducer	203.910	184.245	132.134	205.803	216.38	164.998	144.646	136.587	149.740	166.099	166.760
DH Plants	506.397	566.777	547.231	498.758	480.84	563.451	566.640	565.657	536.915	497.046	534.960
Refineries	-	-	-	-	131.47	136.661	129.016	123.228	139.716	140.275	153.795
Consumption in the energy sector	60.274	54.242	93.736	159.932	183.56	209.707	180.986	202.241	197.345	210.465	229.857
Losses	20.943	5.746	11.847	16.328	18.194	11.433	22.544	36.101	36.705	20.570	17.801
Final Consumption	1440.89	1424.61	1175.40	1392.911	962.98	1091.89	1284.89	1500.111	1456.011	1319.166	1300.972
Final Non-Energy consumption	271.435	283.532	21.496	13.4365	114.25	157.658	292.077	425.526	197.386	169.746	169.746
Final Energy consumption	1169.46	1141.08	1153.90	1258.546	848.72	934.240	992.814	1074.585	1258.625	1149.420	1131.226
Industry	759.313	732.730	760.460	88.9452	485.88	543.083	550.089	578.938	720.005	622.175	612.237
Transport	12.623	14.054	4.459	9.486	8.833	11.204	6.502	5.309	21.001	13.532	13.318
Households	270.412	266.653	244.232	218.528	179.00	189.822	210.678	240.938	243.982	255.165	251.126
Agriculture	18.330	17.448	20.670	19.543	32.207	20.713	28.953	22.564	23.506	24.488	24.100
Public and Commercial sector	108.783	110.197	124.088	121.537	142.80	169.418	196.592	226.836	250.131	234.060	230.360

Table 2. Main technical characteristics of transmission system [18]

Main technical characteristics	Transportgas Serbia	Yugorosgaz-Transport	Gastrans
Capacity (mill. m ³ /day)	≈ 18	≈ 2.2	34
Pressure (bar)	16-75	16-55	74
Length (km)	2414	125	402
Nominal diameters (mm)	DN 150-DN 750	DN 168-DN 530	DN 1200
Compressor station	1	-	1 (near Velika Plana)
Compressor station power (MW)	4.4	-	24
Entry in transmission system	13	1	1
1. from other transmission system	4 (Horgos, Karadjordjevo brdo, Pancevo, Gospodjinci)	1	1 (near Zajecar)
2. from production field	9	-	-
3. from underground storage	1	-	-
Number of exits from the transport system	241	6	3
Measuring and regulating stations at the exit from the transport system	238	6	3
Handover stations	2	-	4
Exit to the Yugorosgaz-Transport system	1	-	-
Exit to the Transportgas Serbia transport system	-	-	3
Interconnector to BiH	1	-	-
Interconnector to Hungary	-	-	1 (near Horgos)
Natural gas storage	1	-	-

Table 3 lists the projections of natural gas consumption [7, 17].

Table 3. Natural gas consumption projection, million m³ [7]

Scenario	Reference		Intensive consumption	
	2025	2030	2025	2030
Purpose	2025	2030	2025	2030
Transformation input	907.980	973.285	1027.286	1113.940
Final energy consumption	2073.410	2430.072	2255.508	2622.217
Losses	42.699	48.978	46.466	54.002
Total	3024.089	3452.334	3329.261	3790.158

In terms of infrastructure development, according to [17] three characteristic scenarios were selected for further consideration (Table 4):

- The pessimistic scenario of natural gas infrastructure development (PES) assumes a lack of investment in new infrastructure projects and maintaining the existing level of infrastructure development [17];
- The Reference Scenario (BAU) point out the development of gas sector infrastructure in accordance with the planed strategic documents [17];
- The optimistic scenario for the development of natural gas infrastructure (OPT) is more forceful and indicate the introduction of two additional supply corridors bond to BAU and the construction of considerable additional underground storage facilities. This scenario is in line with the objectives of the Energy Community in the SEE region [8].

Combination of infrastructure development and natural gas consumption scenarios results in six possible projections for the future development of the natural gas sector in the Republic of Serbia by 2030. These futures are designed to approach security of supply, considering various supply options as well as different needs.

C. Results and discussion

Security of natural gas supply refers to the provision and timely delivery of the required quantities of natural gas to consumers. Security of supply is improved by diversifying sources and supply routes and building gas storage facilities. In infrastructure's term the security of supply in gas pipeline system is satisfactory if the capacity of the entrance to the transmission system can meet the total needs for natural gas and in case of interruption high needs for natural gas that statistically occur once every 20 years. This corresponds to values (N-1) of indicators greater than 100%. According to [18] the calculated N-1 index is 33.8% for 2020.

Intensive changes happened in 2021, because the gas interconnector from the Bulgarian-Serbian border to the Serbian-Hungarian border has been in operation from October and that the technical capacity of this pipeline is 12.66 billion m³ [18]. The indicator (N-1) now has a much higher value (N-1=114%) and now this standard of infrastructure supply is finally met [18].

All three partial indicator (S1, S2, S3) has been considered in those various scenario's combination.

The gas interconnector (Balkan Stream - Gastrans operator) for the transport of natural gas, which has been operational since 2021 and whose route passes through the territory of the Republic of Serbia and crosses the state border of the Republic of

Table 4. Scenarios for gas infrastructure development [16]

Scenarios	Interconnections	UGS	Available quantities of natural gas and effects of realization
<i>BAU</i>	Hungary (existing) Gastrans- Balkan Stream (Bulgaria) (existing) Bulgaria	The capacity of the "Banatski Dvor" underground storage is increased to 800 mcm.	<i>Interconnection with Bulgaria (MG 10)</i> Capacity: 4.93 mcm per day [17]. <i>Possible connection to Turkish Stream (supply from Russia) and TAP (supply from Azerbaijan)</i> UGS capacity: 9.96mcm per day [17].
<i>PES</i>	Hungary (existing) Gastrans- Balkan Stream (Bulgaria) (existing)	The capacity of the "Banatski Dvor" UGS remains 450 mcm.	<i>Interconnection with Hungary - Same as for BAU</i> UGS capacity: 4.95 mcm per day [17].
<i>OPT</i>	Hungary (existing) Gastrans- Balkan Stream (Bulgaria) (existing) Bulgaria Croatia Romania	The capacity of the "Banatski Dvor" underground storage is increased to 1000 mcm.	<i>Interconnection with Bulgaria-Same as for BAU</i> <i>Interconnection with Romania (gas producer)</i> Capacity: 4.38 mcm per day [17]. <i>Interconnection with Croatia (gas supply from Algeria through Italy)</i> Capacity: 4.1 mcm per day [17]. These 3 interconnections together bring 13.39 mcm per day (availability of natural gas from imports increase by 70%). UGS - Same as for BAU

Serbia, to connect with neighboring transport systems in Bulgaria and Hungary has greatly influenced the values of security of supply indicators through two partial indicators - Availability of energy (S1) and Diversification of sources and routes (S2). Only the realization of this project achieves the infrastructure standard of N-1 supply in the Republic of Serbia would be met, because it is now amount to 114% [17, 18] (Figure 7).

Gas interconnection project Republic of Serbia - Bulgaria, main gas pipeline MG-10 Nis - Dimitrovgrad (border with Bulgaria) would make more possibility for different gas sources and new route of connection (possibility for the supply of natural gas from

Russia and other supply routes: the so-called. Southern Corridor (Azerbaijan, liquefied natural gas from terminals in Greece, etc.) [16]. The realization of this project increases the security of natural gas supply ($N-1 = 135.5\%$) (Figure 7) [17, 18].

Gas interconnection project with Croatia would increase the security of natural gas supply more than interconnector with Bulgaria ($N-1 = 137.5\%$) (Figure 7) [17, 18]. This interconnector also creates the possibility to make new sources of natural gas supply from North Africa from Italy to Croatia or from the planned liquefied natural gas terminal in Croatia [16].

Gas interconnection project Republic of Serbia - Romania would be additional input of natural gas into the network increases security of supply ($N-1 = 139\%$). It would also represent reliability of system operation and opens the possibility of purchasing natural gas from other sources (Romanian or gas from one of the planned transcontinental supply routes). Also, this project significantly affects the relief of the main gas magistral in country Horgos- Belgrade (Batajnica) [16].

Project of expansion of the underground gas storage (exUGS) envisages the expansion of the underground natural gas storage in Banatski Dvor from the current capacity to 800 million to 1 billion m^3 , with a maximum technical production capacity of 9.96 million m^3/day (415000 m^3/h) and a maximum technical injection capacity of 5.52 million m^3/day (230000 m^3/h) [16, 18]. The project significantly increases the available quantities of natural gas in the periods of maximum daily consumption ($N-1 = 142\%$) (Figure 7) [17, 18]. According to the Program [17], this expansion should be realized in 2023-2025. A special advantage and pronounced impact that the expansion of the underground gas storage capacity has on the security of natural gas supply is the increase of the system's resistance to longer, complete interruptions in the supply of natural gas from other transport systems [16].

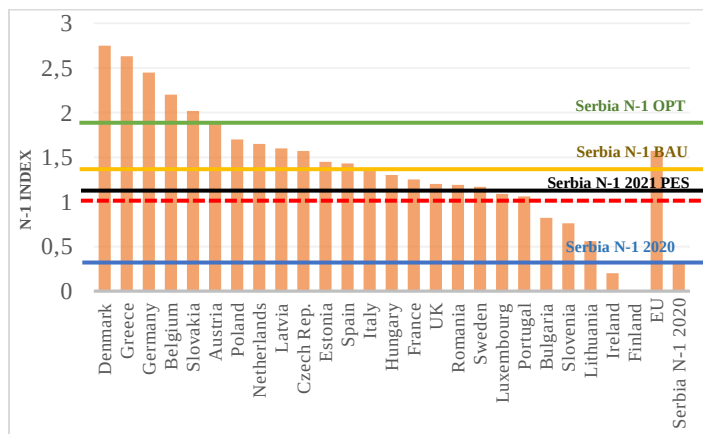


Figure 7. Partial Indicator S1 for different project realization

Establishing new interconnections is crucial to improve the diversification of sources and supply routes, and thus the more positive values of IDUPS. Table 5 shows the values of the index in the case of the implementation of planned projects for interconnections with the gas pipeline systems of Bulgaria, Romania, and Croatia.

Table 5. Partial Indicator S2 for different scenarios

Partial Indic. S2	Old station	Current station	New interconnection			All Intercon. + exUGS
	Hungary	Balkan Stream + Hungary	Bulgaria	Croatia	Romania	Complete Realisation
IDUPS	10000	6007	5424	5224	5348	2282

In this way, IDUPS would make significant progress. Should there be a connection with other possible routes of natural gas supply (South Corridor, LPG terminals in Greece and Croatia), they would have new supply routes (other incoming routes of Russian gas, connection with Azerbaijan and the Caspian region, the possibility of gas supply from North Africa via Italy, as well as from LPG terminals from Greece and Croatia).

Based on the data from [17], the value of the planned infrastructure projects (PIP) for combined development scenarios is determined, which is quantification of partial indicator of Infrastructure development (S3) (Table 6). The PIP is obtained considering the relationship between the achieved expansion of capacity proposed by the development projection and the total possible expansion of capacity predict by the implementation of all infrastructure projects. New interconnections with Bulgaria (daily capacity 4.93 million m^3), Croatia (daily capacity 4.1 million m^3) and Romania (daily capacity 4.38 million m^3), with the expansion of PSG Banatski Dvor's capacity to the planned 800 million m^3 to 1 billion m^3 (daily capacity 9.96 million m^3), provide possibilities of increasing the daily availability of natural gas from interconnections by 71%, ie. increase in total daily gas availability by 77% (interconnections and underground storage).

Table 6. Partial Indicator S3 for different level of development

Partial Indicator S3	SC 1	SC 2	SC 3	SC 4	SC 5	SC 6
PIP	0.443	0.539	0.835	1	0.238	0

In the case of the implementation of all planned infrastructure projects, the maximum daily capacity of natural gas from all available sources of supply would be 42.35 million m^3 , compared to the current 23.95 million m^3 .

When forming the outcome of the composition for each combination, the outcome is determined by the AHP criterion analysis. The matrix of comparison of elements, as well as the values of the degree of consistency and weighting coefficients for partial and synthetic indicators are shown in Table 7.

Table 7. Comparison of the influence of partial on the synthetic indicator, degree of consistency and weighting coefficients for S1, S2, S3 partial indicators

Security of supply (S)		S1	S2	S3	CR	0,033375	Wi %
	S1	1	0,33	0,2			10,62
	S2	3	1	0,33			26,05
	S3	5	3	1			63,33

Partial indicators in the process of composition of the synthetic indicator Security of supply were treated using Satie's AHP

scale, which allows emphasizing the impact of a particular partial indicator in the description of the synthetic indicator and minimizing the subjective influence of the model.

Using specific fuzzy sets that define partial indicators, in the operation of synthesis, indicators of Security of supply (S) is defined by the composition of previously described partial indicators. Each of the six combined scenarios was analyzed through a mathematical model in order to compare different projections of natural gas consumption and infrastructure development. Results of combined scenario of OPT scenario of infrastructure development with Reference consumption scenario is presented. Table 8 and Figure 8 shows the affiliation of Security of supply indicator for OPT-Reference scenario which is characterized by intensive infrastructural development combined with expected consumption following the current trend.

Table 8. Quantified estimates of partial indicators in the propositional phase

S	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
S1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
S2	0	0	0	0.15	0.29	0.53	0.85	0.70	0	0
S3	0	0	0	0	0	0.17	0.51	0.51	0.49	0.49

Figure 8 points out the dominant result of security of supply.

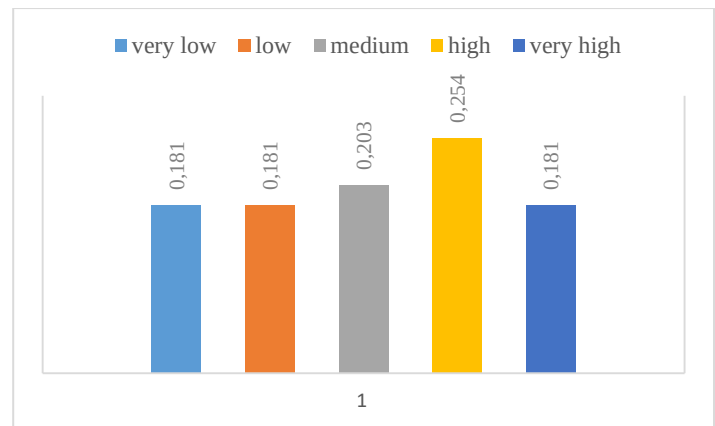


Figure 8. Security of supply indicator for OPT-Reference scenario

Figure 9 shows the impact partial indicators S1, S2, S3 on Security of supply synthesis indicator S for OPT-Reference scenario.

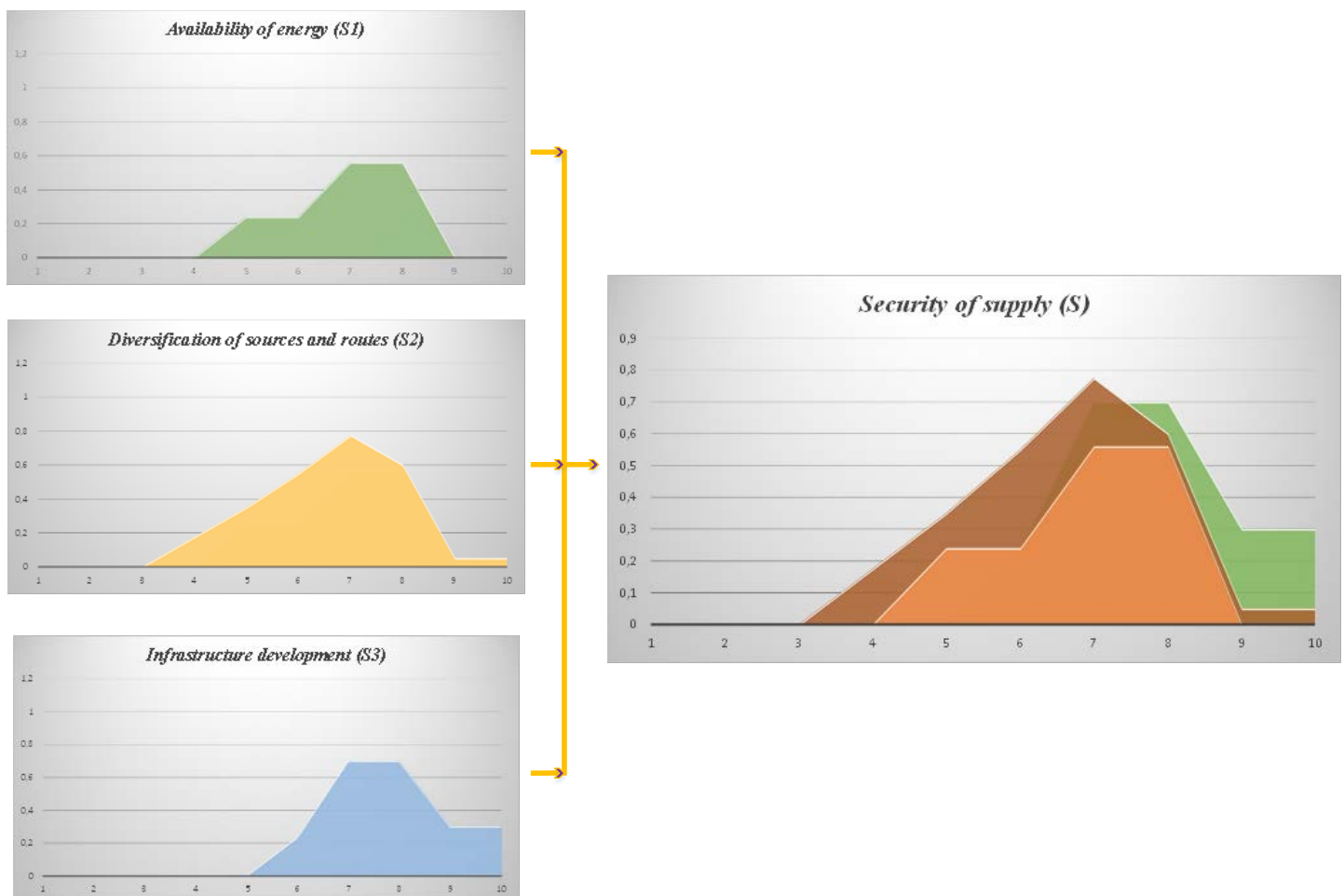


Figure 9. Impact of partial indicators on Security of supply synthesis indicator for OPT-Reference scenario

As expected, one of the highest results of energy security was achieved through this scenario, and it is especially pronounced within the synthetic indicator of Security of Supply, where the development of infrastructure is obvious with the increase of available sources and routes for natural gas supply.

V. CONCLUSION

Increasing of level of Energy security is one of the priority directions of energy development in Serbia. It is noticeable that raising the level of security of supply gives results on energy security. Security of energy supply indicator can be a tool for security at all, environmental protection, economy prosperity, market stability, etc.

In this paper, the analysis was concentrated on energy security, especially on security of supply and partial indicators related to the natural gas sector in the Republic of Serbia. Number of interconnections in Republic of Serbia are two and, according to plan of development, it is expected to be increased. It was shown that the rising of number of energy sources and routes leads to energy security growth and have a significant, positive effect on energy availability, comfort, and energy costs.

The model shows that the higher Energy security rating, the Security of supply indicator shows values that are more acceptable. It is also noticeable that in each combination with the Pessimistic scenario of infrastructure development the value of the Security of supply indicator is lower. In each combination with Reference scenario of consumption, the Indicator of Security of supply has higher results, same as in OPT scenario of infrastructure development.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Radovanovic, M., Filipovic, S., Pavlovic, D. Energy security measurement - A sustainable approach, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 68, No.2, pp. 1020-1032, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.02.010>
- [2] Madžarević, A.R., Ivezić, D.D., Tanasijević, M.L., Živković, M.A. The Fuzzy-AHP Synthesis Model for Energy Security Assessment of the Serbian Natural Gas Sector, *Symmetry*, Vol.12, No. 6, pp. 908, 2020. <https://doi.org/10.3390/sym12060908>
- [3] Dyer, H., Trombetta, M.J. The concept of energy security: broadening, deepening transforming, in: Dyer H. (Ed.), *International handbook of energy security*, Ch. 1, pp. 3-16, Edward Elgar Publishing Limited, USA, 2013. <https://doi.org/10.4337/9781781007907.00009>
- [4] Golušin, M., Munitlak-Ivanović, O., Andrejević, A., Vučenov, S. Survey of socio economic growth in SE Europe - new conceptual frame for sustainability metrics, *Journal of Economic Surveys*, Vol. 28, No. 1, pp. 152-168, 2014. <https://doi.org/10.1111/joes.12006>
- [5] Umbach, F. Global energy security and the implications for the EU, *Energy Policy*, Vol. 38, No. 3, pp. 1229-1240, 2010. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.01.010>
- [6] Vivoda, V. Evaluating energy security in the Asia-Pacific region: a novel

- methodological approach, *Energy Policy*, Vol. 38, No. 9, pp. 5258-5263, 2010. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.05.028>
- [7] Ministry of Mining and Energy. Energy Sector Development Strategy of the Republic of Serbia for the period by 2025 with projections by 2030, 2016. <http://meemp-serbia.com/wp-content/uploads/2018/09/Legislative-Energy-Sector-Development-Strategy-of-the-Republic-of-Serbia-for-the-period-by-2025-with-projections-by-2030.pdf> [pristupljeno 10.03.2022]
- [8] Government of the Republic of Serbia, Ministry of Energy and Mining, AERS, The Energy community Treaty, Official Journal of the European Union, L 198, pp. 8, 2006. <http://www.aers.rs/Files/EnergetskaZajednica/Eng/UGOVOR%20O%20OSNIVANJU%20ZAJEDNICE%20ZA%20ENERGETIKU.pdf> [pristupljeno 10.03.2022]
- [9] Kruyt, B., Van Vuuren, D.P., de Vrijes, H.J.M., Groenenberg, H. Indicators for energy security, *Energy Policy*, Vol. 37, No. 6, pp. 2166-2181, 2010. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.006>
- [10] Downs, E.S. The Chinese security debate, *The China Quarterly*, No. 177, pp. 21-41, 2014. <https://www.jstor.org/stable/20192303> [pristupljeno 10.03.2022]
- [11] Konidari, P., Mavrakakis D. A multi-criteria evaluation method for climate change mitigation policy instruments, *Energy Policy*, Vol. 35, No. 12, pp. 6235-6257, 2007. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.07.007>
- [12] Scheraga, J., Leary, N. Improving the efficiency of policies to reduce CO2 emissions, *Energy Policy*, Vol. 20, No. 5, pp 394-404, 1992. [https://doi.org/10.1016/0301-4215\(92\)90061-6](https://doi.org/10.1016/0301-4215(92)90061-6)
- [13] Jingzheng, R., Sovacool, B.K. Quantifying, measuring, and strategizing energy security: Determining the most meaningful dimensions and metrics, *Energy*, Vol. 76, pp. 838-849, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.08.083>
- [14] Tanasijević, M., Živković, M., Ivezić, D., Madzarević, A. Model for assessing the security of heat supply, in *Proc. X Simpozijum - Istraživanja i projektovanja za privredu*, Belgrade pp. 137-143, 11-13 December 2014.
- [15] ENTSG, European Network of Transmission System Operators for Gas, Ten Year Network Development Plan 2015 - Annex F - Methodology, https://www.entsg.eu/sites/default/files/entsog-migration/publications/TYNDP/2015/TYNDP022-150316_Annex_F_lowres.pdf [pristupljeno 10.06.2022.]
- [16] Madžarević, A., Ivezić, D., Živković, M., Tanasijević, M., Ivić, M. Assessment of vulnerability of natural gas supply in Serbia: State and perspective, *Energy Policy*, Vol. 121, pp. 415-425, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.06.037>
- [17] Ministry of Mining and Energy (2017), Program for the Implementation of the Energy Development Strategy of the Republic of Serbia until 2025 with projections until 2030 for the period 2017 to 2023, Proposal of Regulation, Serbia
- [18] AERS, Energy agency of the Republic Serbia, Annual Report 2020, Belgrade, 2021. <https://www.aers.rs/Files/Izvestaji/Godisnji/Izvestaj%20Agencije%202020.pdf> [pristupljeno 10.06.2022.]

AUTORI/AUTHORS

Aleksandar Madžarević, PhD - assistant professor, Faculty of Mining and Geology, University of Belgrade, aleksandar.madzarevic@rgf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0002-8997-1393](https://orcid.org/0000-0002-8997-1393)
Miroslav Crnogorac, PhD - assistant professor, Faculty of Mining and Geology, University of Belgrade, miroslav.crnogorac@rgf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0002-8078-2684](https://orcid.org/0000-0002-8078-2684)

Optimalno planiranje balansne rezerve za pokrivanje debalansa u proizvodnji vetroelektrana u Južnom Banatu

Optimal Planning of Reserve for Balancing Wind Power Production in South Banat

Milica Radovanović*, Željko Đurišić**

* Akcionarsko društvo „Elektromreža Srbije“, Beograd, Srbija

** Elektrotehnički fakultet, Beograd, Srbija

Rezime - Problem balansiranja varijabilnih obnovljivih izvora energije predstavlja jedan od ključnih problema integracije obnovljivih izvora u elektroenergetski sistem. U radu je izvršena statistička analiza zavisnosti greške u predikciji proizvodnje vetroelektrana u regionu Južnog Banata od prognozirane snage. Na osnovu sprovedene analize utvrđeno je da postoji značajan prostor za optimizaciju planiranog nivoa balansne rezerve na gore i na dole u zavisnosti od relativne vrednosti prognozirane snage vetroelektrana. Osnovni doprinos rada je predlog metodologije za proračun potrebne balansne rezerve u elektroenergetskom sistemu Srbije za dan unapred za postojeće stanje instalisanih vetroelektrana koje su priključene na prenosnu mrežu. Praktični značaj i korist od predložene metodologije imaju sve zainteresovane strane, vlasnik vetroelektrane koji može planirati potrebni zakup balansnih kapaciteta, operator prenosnog sistema koji može planirati nesigurnosti u proizvodnji vetroelektrana i balansno odgovorna strana koja treba da planira balansne kapacitete.

Ključne reči - balansiranje, rezerva, varijabilni obnovljivi izvori

Abstract - Balancing of variable renewable energy sources is one of the main problems of integrating renewable energy sources into the power electricity system. This paper performs a statistical analysis of the dependence of the error in the prediction of wind farm production in the region of southern Banat, on the forecasted power. The main contribution of the paper is the proposal of the methodology for the calculation of the required balance reserve in the electric power system of Serbia for day ahead for the existing condition of the installed wind power plants that are connected to the transmission network. All stakeholders have practical significance and benefit from the proposed methodology, the wind farm owner who can plan the necessary lease of balancing capacities, the transmission system operator who can plan uncertainties in wind farm production and the balancing responsible party that should plan balancing capacities.

Index Terms - Balancing, Reserve, Variable renewable energy sources

I UVOD

Sunčeva energija i energija vetra su inherentno vremenski promenljivi izvori energije na skalama od minuta do godišnjeg doba. Stoga, integracija varijabilnih obnovljivih izvora energije (OIE) u elektroenergetski sistem (EES) predstavlja nove izazove u upravljanju elektroenergetskim sistemom i korišćenju skladištenja električne energije i/ili rezervne energije iz drugih izvora, a u cilju održavanja stabilnog i sigurnog snabdevanja energijom.

Operator prenosnog sistema treba da zna proizvodnju iz varijabilnih izvora energije u raznim vremenskim okvirima: od jednog do tri dana za dnevni plan rada i planiranje održavanja elemenata elektroenergetskog sistema, i od nekoliko minuta do nekoliko sati za planiranje pokretanja elektrana koje su u rezervi (od 5 minuta do 40 sati).

Prisustvo varijabilnih OIE u sistemu ima nekoliko kratkoročnih uticaja na EES: (1) povećanje rezerve; (2) smanjena efikasnost termalnih generatora; (3) zamena konvencionalnih termalnih generatora sa obnovljivim izvorima i (4) redukcija proizvodnje ili isključenje generatora na OIE usled snage proizvodnje koja prevazilazi određeni procenat [1].

Rezerva ima ulogu održavanja kratkoročnog balansa između proizvodnje i potrošnje. Debalans može biti posledica netačne prognoze (proizvodnje ili potrošnje) ili posledica nekog događaja (npr. ispada generatora sa mreže). Nezavisno od toga šta je debalans izazvalo, aktivira se rezerva, najpre primarna, a nakon toga i sekundarna i tercijarna. Minimalnu rezervu koju svaki operator treba da ima u rezervi određuju asocijacije poput ENTSO-e za Evropu [2] i NERC za SAD [3].

Precizno predviđanje proizvodnje iz intermitentnih OIE je od suštinskog značaja i za obezbeđivanje optimalnog upravljanja generatorskim jedinicama. Greške pri prognozi proizvodnje električne energije stvaraju veće troškove. Za ublažavanje nepredvidivih varijacija pri proizvodnji električne energije potrebno je koristiti skladištenje električne energije i rezervnu proizvodnju radi kompenzacije varijacija izlazne snage; rezervni generatori moraju često ostati uključeni kako bi bili u stanju da odreaguju brzo u cilju održavanja balansa između prognoze i

proizvodnje; potrebna su češća uključenja i isključenja jedinica na fosilna goriva, kao i češće promene izlazne snage; štaviše, ponekad je potrebno isključiti i varijabilne OIE kada njihova proizvodnja premaši određeni procenat globalne proizvodnje. Česta uključenja i isključenja i promene snage generatora utiču na njihovo habanje koje smanjuje efikasnost za oko 4% (od 0% do 9%) [4,5].

Ograničavanje proizvodnje iz vetroelektrana i solarnih elektrana, dovode do direktnih troškova (posebno kada su OIE povlašćeni proizvođači).

Greške u prognozi proizvodnje izazivaju dva negativna efekta: visoki iznosi penala usled netačne prognoze i korišćenje rezervnih generatora u cilju balansiranja potrošnje i proizvodnje.

Neka od rešenja koja ublažavaju posledice grešaka pri prognozi proizvodnje su korišćenje sistema za skladištenje električne energije (lokalno) i/ili kombinovanje nekoliko elektrana koje su široko rasprostranjene tako da su greške pri prognozi proizvodnje nezavisne, a ukupna greška obično redukovana (efekat agregacije) [6, 7].

U ovom radu su analizirane greške u predikciji proizvodnje vetroelektrana u Južnom Banatu na osnovu kojih je utvrđen potrebni balansni kapacitet koji može obezbediti pokrivanje balansne greške.

U drugom poglavlju rada je data statistička analiza grešaka pri prognozi proizvodnje vetroelektrana u Južnom Banatu za dan unapred. U trećem poglavlju su analizirane dnevne i sezonske varijacije izlazne snage, a u četvrtom analiza grešaka u zavisnosti od prognoziranog snage generisanja vetroelektrana. U petom poglavlju je data statistika potrebnih kapaciteta za balansiranje, a u šestom je izvršena optimizacija planiranja potrebnih balansnih kapaciteta. Na kraju, u sedmom poglavlju, je data analiza potrebne balansne energije za balansiranje proizvodnje vetroelektrana u Srbiji za postojeće stanje.

II STATISTIČKA ANALIZA GREŠAKA PROGNOZE PROIZVODNJE VETROELEKTRANA U JUŽNOM BANATU

U cilju određivanja potrebnih balansnih kapaciteta za pokrivanje greške u proceni proizvodnje OIE za postojeće stanje analizira se 2020. godina. U toku te godine su na prenosnu mrežu Republike Srbije bile priključene četiri vetroelektrane: VE Čibuk 1 (158.46 MW), VE Kovačica (104.5 MW), VE Alibunar (42 MW) i VE Košava (69 MW). Ukupna instalirana snaga vetroelektrana priključenih na prenosnu mrežu je 373.96 MW. Na prenosnoj mreži nije bilo priključenih solarnih elektrana. Na distributivnoj mreži je bilo priključeno 25.32 MW u vetroelektranama i 11.53 MW u fotonaponskim elektranama.

Vetroelektrane koje su priključene na prenosnu mrežu su u obavezi da prijavljuju plan proizvodnje vetroelektrana operatoru prenosnog sistema EMS AD i JP EPS koje je balansno odgovorna strana svih vetroelektrana koje su do danas priključene. Na osnovu raspoloživih podataka o planiranoj proizvodnji vetroelektrana za dan unapred i ostvarenoj proizvodnji izvršena je statistička analiza grešaka prognoze proizvodnje. Ova analiza je osnov za procenu potrebnih

balansnih kapaciteta, odnosno balansne rezerve koju treba da obezbedi JP EPS.

Analiza je izvršena korišćenjem podataka za 2020. godinu u rezoluciji od jednog sata. Sati u kojima nedostaju podaci za neku od elektrana ili sati u kojima su podaci zamrznuti su izbačeni iz analize (takvih podataka je bilo oko 5%).

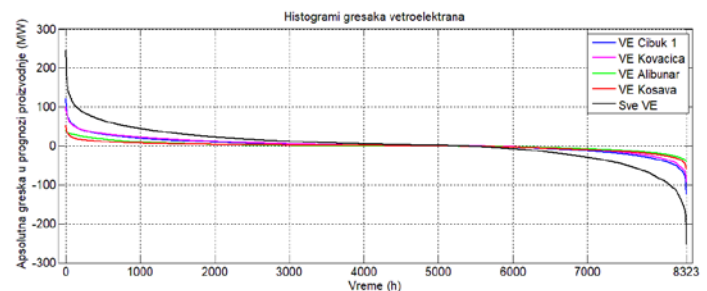
Za svaki sat u godini je izvršen proračun apsolutne i relativne greške koje su proračunate prema sledećim jednačinama:

$$\Delta P_i = P_{prog,i} - P_{ostv,i}, i=1,2,...8760 \quad (1)$$

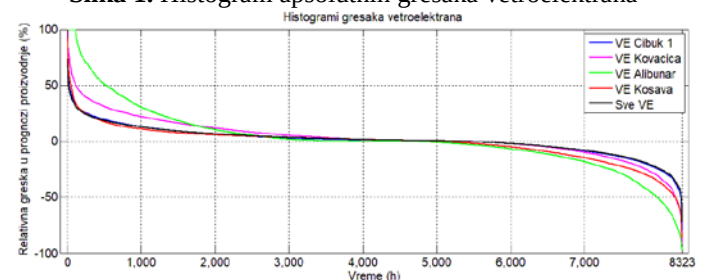
$$\Delta P_i(\%) = \frac{P_{prog,i} - P_{ostv,i}}{P_{n,i}} \cdot 100\%, i=1,2,...8760 \quad (2)$$

U prethodnim jednačinama $P_{prog,i}$ i $P_{ostv,i}$ su respektivno prognozirana i ostvarena proizvodnja vetroelektrana u satu i , dok je $P_{n,i}$ prijavljena raspoloživa instalirana snaga vetroelektrane za sat i (ova snaga može da se razlikuje od instalirane snage vetroelektrane ako neki agregat nije raspoloživ u satu i).

Na slikama 1 i 2 su prikazani uređeni histogrami apsolutnih i relativnih grešaka u prognozi proizvodnje, za svaku vetroelektranu pojedinačno, kao i za sve vetroelektrane ukupno.



Slika 1. Histogram apsolutnih grešaka vetroelektrana



Slika 2. Histogram relativnih grešaka vetroelektrana

Sa slike 2 se može zaključiti da najveće greške pravi VE Alibunar. Najmanje pozitivne greške pravi VE Košava, a najmanje negativne VE Čibuk 1.

Za potrebe određivanja balansnih kapaciteta izvršen je proračun sledećih statističkih parametara:

- Srednja vrednost apsolutnih normalizovanih grešaka

$$\sigma = \frac{\sum_n \left| \frac{\Delta P_n}{P_{inst,n}} \right|}{N} \cdot 100\% \quad (3)$$

gde su n sati u kojima su postojali validni podaci o prognoziranoj i ostvarenoj proizvodnji vetroelektrana, a N je ukupan broj sati u analiziranoj godini za koje su postojali validni podaci o prognozi i ostvarenju proizvodnje vetroelektrana;

- Srednja vrednost pozitivnih normalizovanih grešaka

$$\sigma_+ = \frac{\sum_i \frac{\Delta P_i}{P_{inst,i}}}{I} \cdot 100\% \quad (4)$$

gde su i sati u kojima je greška bila pozitivna, a I je ukupan broj sati u analiziranoj godini u kojoj je $\Delta P_i > 0$;

- Srednja vrednost negativnih normalizovanih grešaka

$$\sigma_- = \frac{\sum_j \frac{\Delta P_j}{P_{inst,j}}}{J} \cdot 100\% \quad (5)$$

gde su j sati u kojima je greška bila negativna, a J je ukupan broj sati u analiziranoj godini u kojoj je $\Delta P_j < 0$.

Srednja vrednost apsolutnih normalizovanih grešaka agregiranih vetroelektrana u 2020. godini je bila 8.28%. Srednja vrednost pozitivnih grešaka je 7.28%, a negativnih -10.06%.

U tabeli 1 prikazani su podaci o kumulativnom vremenu trajanja greške iznad određene procentualne vrednosti. Na osnovu tabele može se zaključiti da je najveća relativna greška bila oko 70%.

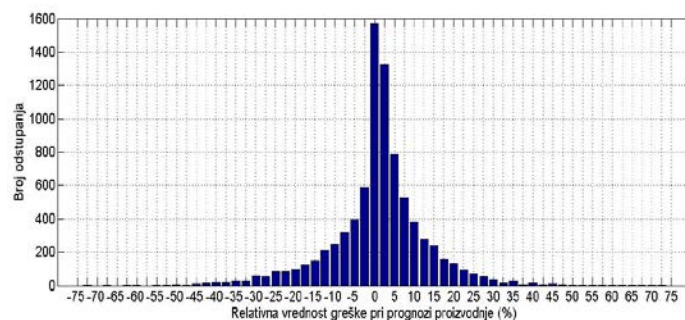
Tabela 1. Kumulativno vreme trajanja određenih nivoa pozitivnih i negativnih grešaka

Nivo greške u odnosu na instalisanu snagu	Kumulativno vreme trajanja pozitivne greške (sati)	Kumulativno vreme trajanja negativne greške (sati)
100%	0	0
>99%	0	0
>95%	0	0
>90%	0	0
>80%	0	0
>70%	1	1
>60%	6	3
>50%	17	11
>40%	47	55
>30%	126	162
>20%	418	462
>15%	764	718
>10%	1347	1119
>5%	2437	1774
>0%	5310	3013

Na slici 3 je dat grafički prikaz kumulativnog vremena trajanja pozitivnih i negativnih grešaka u prognozi proizvodnje vetroelektrana u Srbiji za dan unapred za 2020. godinu.

Srednje vrednosti apsolutnih, pozitivnih i negativnih normalizovanih grešaka svake vetroelektrane pojedinačno su

prikazane u tabeli 2.



Slika 3. Kumulativno vreme trajanja pozitivne i negativne greške u proceni proizvodnje vetroelektrana u Srbiji za dan unapred u toku 2020. godine

Tabela 2. Srednje vrednosti apsolutnih, pozitivnih i negativnih grešaka za svaku vetroelektranu

Vetroelektrana	σ_+	σ_-	σ
VE Čibuk 1	7,99	-10,74	8,83
VE Kovačica	14,04	-13,27	12,24
VE Alibunar	25,09	-18,73	20,20
VE Košava	7,38	-15,27	10,50
Sve vetroelektrane	7,28	-10,06	8,28

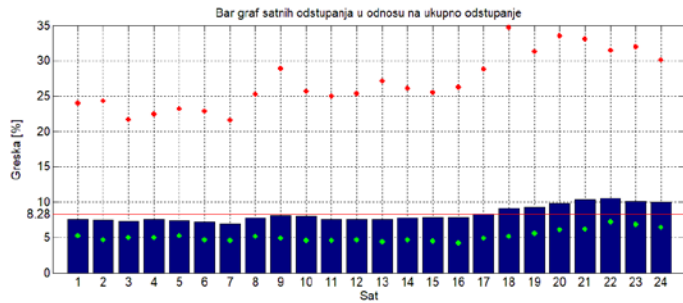
Iz tabele 2 se vidi da su greške agregiranih vetroelektrana manje od grešaka svake vetroelektrane pojedinačno iako se one nalaze u istom regionu, što govori o tome da se greške u određenoj meri delimično poništavaju [6].

III DNEVNE I SEZONSKE VARIJACIJE GREŠKE U PROCENI PROIZVODNJE VETROELEKTRANA U SRBIJI

S obzirom na to da je vetar posledica termalnih procesa u površinskom sloju atmosfere, on ima određene dnevne i sezone periodičnosti, pa i greške u proceni proizvodnje vetroelektrana imaju određeni dnevni i sezonski hod. Kako bi se utvrdile određene zakonitosti sprovedene su analize dnevnih i sezonskih statističkih pokazatelja u proceni proizvodnje vetroelektrana u Srbiji u toku 2020. godine.

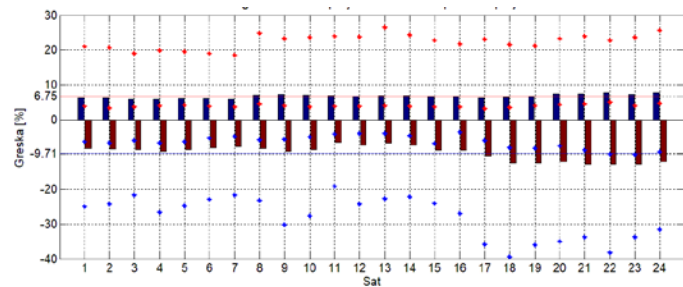
Na slici 4 je prikazan dnevni hod apsolutnih grešaka u proceni proizvodnje agregiranih vetroelektrana za dan unapred. Plavim stupcima su označene prosečne satne vrednosti grešaka, koje su dobijene usrednjavanjem odgovarajućih satnih grešaka na godišnjem nivou. Zelene i crvene tačke označavaju opseg u kojem se nalazila apsolutna greška u 50, odnosno 95% slučajeva u toku godine za svaki analizirani sat. Može se zaključiti da su greške u predikciji proizvodnje vetroelektrana u izvesnoj meri veće u toku večernjih sati, u periodu od 17-24 h. Ovo je najverovatnije posledica promene stabilnosti atmosfere. Naime, tokom dana atmosfera je obično nestabilna i nju karakteriše mali priraštaj brzine vetra sa visinom. U toku večernjih sati, pri vedrom vremenu, dolazi do promene stabilnosti atmosfere, sa nestabilne na stabilnu, što dovodi do značajnog povećanja visinskog gradijenta brzine vetra, pa je i prognoza proizvodnje vetroelektrane osetljivija u večernjim satima kada je potrebno taj

efekat uvažiti [8].



Slika 4. Bar-graf prosečnog dnevnog dijagrama satnih apsolutnih odstupanja u proceni proizvodnje vetroelektrana u Srbiji za dan unapred u toku 2020. godine

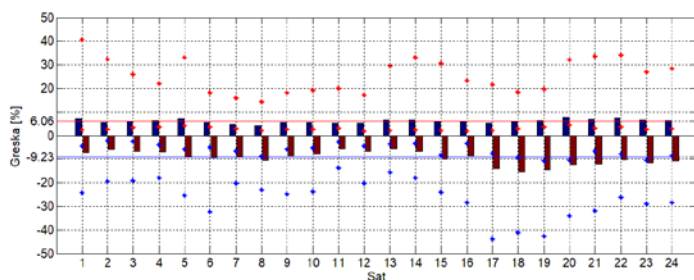
Na slici 5 su prikazane satne pozitivne i negativne relativne greške u proceni proizvodnje vetroelektrana u Srbiji za dan unapred u toku 2020. godine. Plavi barovi označavaju prosečne pozitivne satne greške, dok braon barovi označavaju prosečne negativne satne greške. Crvene tačke označavaju granice u kojima se nalazi pozitivna greška u 95% i 50% slučajeva, a plave tačke granice u kojima se nalazi negativna greška u 95% i 50% slučajeva u odgovarajućem satu. Na primer, u 1. satu (00:00 - 01:00) greška će u 95% slučajeva biti u granicama od -25% do +21%, dok će u 18. satu (17:00 - 18:00) greška u 95% slučajeva biti u granicama od -40% do +21%.



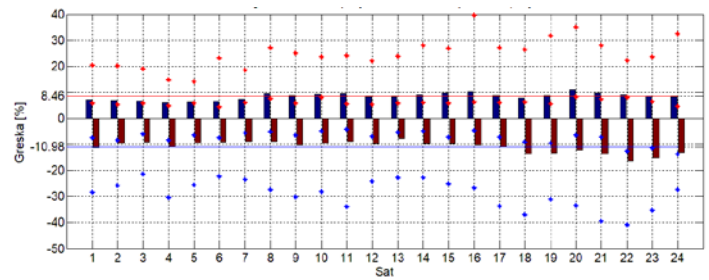
Slika 5. Bar-graf prosečnog dnevnog dijagrama satnih pozitivnih i negativnih odstupanja u proceni proizvodnje vetroelektrana u Srbiji za dan unapred u toku 2020. godine

U cilju analize uticaja sezone na nivo greške izvršena je podela jednogodišnjeg perioda na četiri sezone: zimska sezona (decembar - februar), prolećna sezona (mart - maj), letnja sezona (jun-avgust) i jesenja sezona (septembar - novembar).

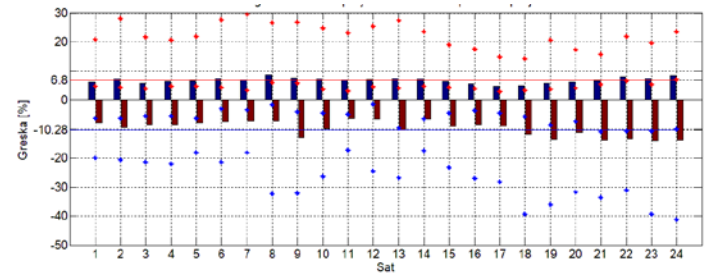
Za svaki od analiziranih perioda izvršen je proračun odgovarajućih statističkih pokazatelja za prosečan dan. Grafički prikaz rezultata je dat na slikama 6 - 9.



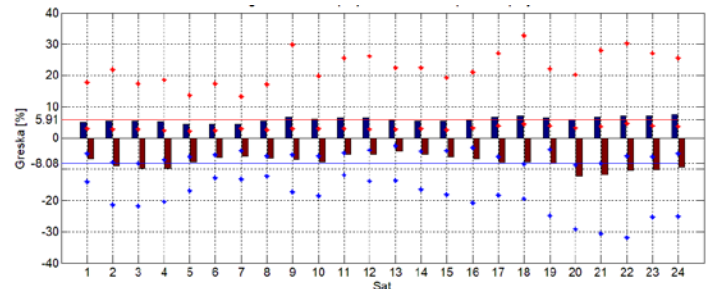
Slika 6. Bar-graf srednjih satnih pozitivnih/negativnih odstupanja - zimska sezona



Slika 7. Bar-graf srednjih satnih pozitivnih/negativnih odstupanja - prolećna sezona



Slika 8. Bar-graf srednjih satnih pozitivnih/negativnih odstupanja - letnja sezona



Slika 9. Bar-graf srednjih satnih pozitivnih/negativnih odstupanja - jesenja sezona

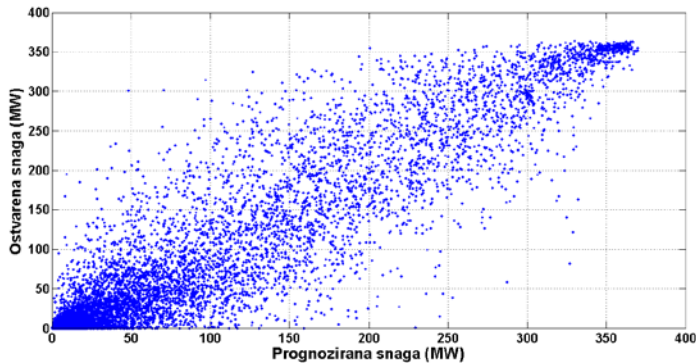
IV STATISTIČKA ANALIZA GREŠAKA PRI RAZLIČITIM PROGNOZIRANIM SNAGAMA GENERISANJA VETROELEKTRANA

Snaga proizvodnje vetroelektrana je nelinearna funkcija brzine vetra i definisana je krivom snage vetroagregata. Pri slabim i umerenim vetrovima snaga proizvodnje vetroelektrana je proporcionalna trećem stepenu brzine vetra, dok je pri jakim vetrovima ($V > 12$ m/s), snaga proizvodnje vetroelektrane konstantna i jednaka nominalnoj. Iz tog razloga, greška u proceni brzine vetra u opsegu umerenih vetrova unosi mnogo veću grešku u proceni snage vetroelektrane nego pri jakim vetrovima. Ova konstatacija se potvrđuje i na osnovu sagledavanja disperzije greške u proceni proizvodnje agregiranih vetroelektrana u Srbiji koja je prikazana na slici.10.

U narednoj analizi sproveden je proračun statističkih parametara greške u proceni proizvodnje za dan unapred za svaku od vetroelektrana u funkciji izmerene brzine vetra u ciljnom regionu na referentnom mernom stubu. U tabeli 3 dati su rezultati proračuna za agregirane vetroelektrane.

Kao što je i očekivano, na osnovu sprovedene analize može se zaključiti da se najveća greška pravi u opsegu umerenih vetrova.

Pri slabim vetrovima prognoze su takođe nepouzdana, ali je tada proizvodnja vetroelektrana mala, pa je normalizovana greška relativno mala. Pri jakim vetrovima uticaj brzine vetra, kao najbitnijeg parametra u proceni proizvodnje, postaje manje izražen ili čak neuticajan pri vrlo jakim vetrovima, pa su relativna greške značajno manje.



Slika 10. Grafička interpretacija prognozirane i ostvarene snage proizvodnje vetroelektrana koje su priljučene na prenosnu mrežu Srbije za postojeće stanje, 2020.

Tabela 3. Srednje vrednosti normalizovanih grešaka u proceni proizvodnje za dan unapred u zavisnosti od brzine vetra za agregirane vetroelektrane koje su prikjučene na prenosni sistem Srbije za postojeće stanje

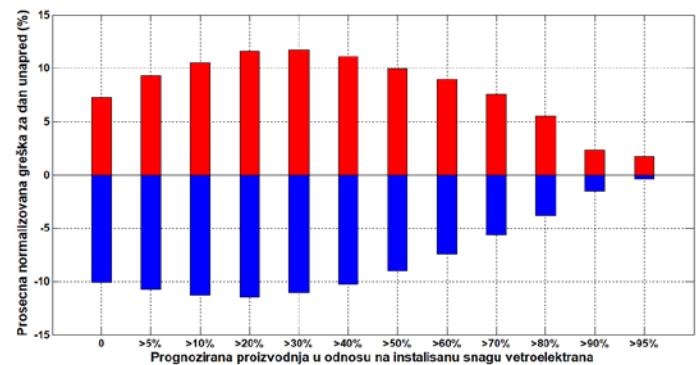
Brzina vetra [m/s]	σ_+	σ_-	$ \sigma $
Male, $v < 7$	3,42	-11,20	8,71
Srednje, $v \geq 7$ i $v < 9,5$	10,38	-15,63	13,60
Velike, $v \geq 9,5$	7,16	-6,04	6,88

Prethodna analiza dovodi do zaključka da u proces planiranja balansne rezerve može uključiti i prognozirana snaga proizvodnje agregiranih vetroelektrana. U tom cilju izvršena je analiza normalizovane greške u funkciji prognozirane snage proizvodnje vetroelektrana za dan unapred. Rezultati proračuna su prikazani u tabeli 4. i na slici 11.

Tabela 4. Prosečne normalizovane greške i kumulativno vreme trajanja u funkciji prognozirane snage proizvodnje svih vetroelektrana za dan unapred

$P_{\text{prog}} (\%)$ Prognozirana snaga u procentima ukupne raspoložive instalisane snage svih vetroelektrana	σ_+	σ_-	$ \sigma $	T (sati) Ukupno godišnje vreme trajanja prognozirane snage proizvodnje
=0	-	-	-	-
>0	7,28	-10,06	8,28	8323
>5%	9,35	-10,74	9,93	6101
>10%	10,50	-11,25	10,83	5075
>20%	11,61	-11,44	11,53	3809
>30%	11,73	-11,05	11,40	3022
>40%	11,09	-10,23	10,65	2387
>50%	9,93	-8,96	9,44	1843
>60%	8,97	-7,44	8,19	1454
>70%	7,57	-5,62	6,58	1048

>80%	5,49	-3,78	4,65	685
>90%	2,31	-1,52	2,00	335
>95%	1,73	-0,36	1,47	161
=100%	-	-	-	-



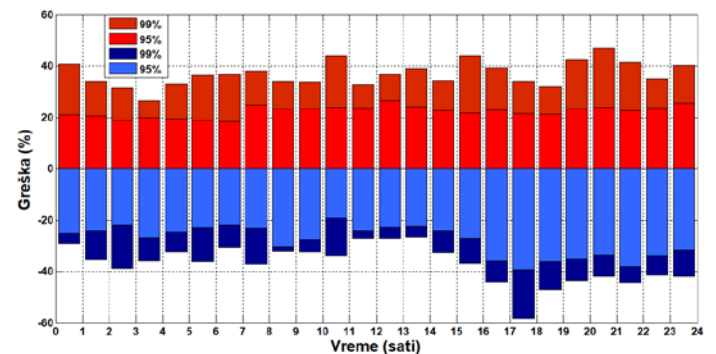
Slika 11. Grafička interpretacija prosečne normalizovane greške u funkciji prognozirane snage proizvodnje svih vetroelektrana za dan unapred

Na osnovu sprovedene analize može se zaključiti da se može bitno unaprediti optimizacija potrebnih balansnih kapaciteta na osnovu nivoa prognozirane snage proizvodnje vetroelektrana za dan unapred.

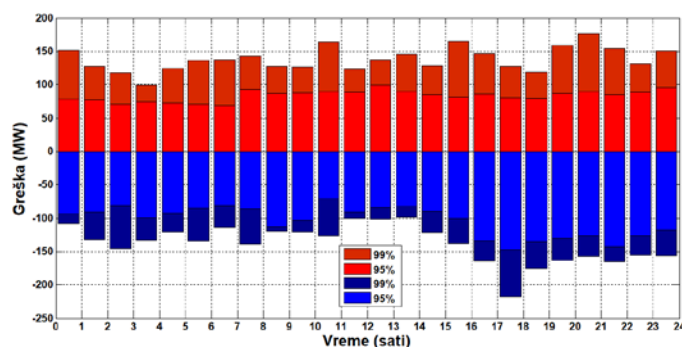
V STATISTIČKA ANALIZA POTREBNIH KAPACITETA ZA BALANSIRANJE PROIZVODNJE VETROELEKTRANA U SRBIJI

Balansni kapaciteti koje je potrebno planirati pri razvoju varijabilnih obnovljivih izvora su direktno vezani za grešku u proceni proizvodnje tih izvora. Za postojeće stanje na prenosnu mrežu su prikjučene samo vetroelektrane, dok je na distributivnu mrežu prikjučena zanemarljiva snaga varijabilnih izvora, pa ovi izvori nisu uzeti u obzir pri analizi potrebnih balansnih kapaciteta.

Na osnovu sprovedenih statističkih analiza mogu se odrediti potrebni balansni kapaciteti za kompenzaciju pozitivne i negativne greške koje je potrebno planirati za dan unapred kako bi se kompenzovala greška u prognozi proizvodnje agregiranih vetroelektrana u Srbiji. Rezultati proračuna relativne i apsolutne vrednosti balansnih kapaciteta za svaki sat u prosečnom danu su ilustrovani na slikama 12 i 13 i u tabelama 5 i 6.



Slika 12. Relativne vrednosti potrebnih balansnih kapaciteta, računatih u odnosu na agregiranu snagu vetroelektrana u EES Srbije za postojeće stanje



Slika 13. Vrednosti potrebnih kapaciteta za balansiranje vetroelektrana u EES Srbije za postojeće stanje

Ako je potrebno u potpunosti pokriti balansnu grešku za svaki sat, onda je teorijski potrebno imati balansnu rezervu koja odgovara ukupnoj instaliranoj snazi vetroelektrana. Ovakav teorijski scenario je praktično nerealan u sistemima sa većim brojem instaliranih vetroelektrana. U elektroenergetskom sistemu Srbije, u postojećem stanju, je instaliran relativno mali broj vetroelektrana i one se nalaze u regionu sa sličnim karakteristikama vetra, pa je ovakav scenario realno moguć ali je ipak vrlo malo verovatan.

U daljim analizama smatraće se da je za potpuno balansiranje proizvodnje vetroelektrana dovoljno obezbediti rezervu koja će pokriti sve slučajeve debalansa u 99% vremena u toku godine. Takođe, kao specifični pokazatelj biće uzeta i vrednost balansne rezerve koja će pokriti sve slučajeve debalansa u 95% vremena. U tabelama 5 i 6 prikazani su rezultati proračuna relativne i apsolutne vrednosti potrebnih balansnih kapaciteta za postojeće stanje.

Tabela 5. Relativne vrednosti potrebnih balansnih kapaciteta, računatih u odnosu na agregiranu instalisanu snagu vetroelektrana u EES-u Srbije za postojeće stanje

Vreme (sat)	99% pozitivna greška (%)	95% pozitivna greška (%)	99% negativna greška (%)	95% negativna greška (%)
1	40,62	21,00	-29,04	-24,99
2	34,15	20,67	-35,38	-24,26
3	31,44	18,98	-38,91	-21,72
4	26,58	19,87	-35,73	-26,69
5	33,12	19,46	-32,36	-24,67
6	36,53	18,96	-35,95	-22,86
7	36,69	18,43	-30,45	-21,69
8	38,06	24,80	-37,15	-23,17
9	34,10	23,29	-32,13	-30,20
10	33,85	23,55	-32,35	-27,68
11	43,92	23,91	-33,78	-19,08
12	32,96	23,74	-26,96	-24,24
13	36,76	26,58	-27,03	-22,65

14	38,99	24,22	-26,47	-22,17
15	34,32	22,79	-32,56	-24,04
16	43,99	21,71	-36,82	-26,95
17	39,19	23,04	-44,00	-35,85
18	34,19	21,61	-58,22	-39,33
19	31,87	21,28	-46,99	-36,07
20	42,51	23,24	-43,60	-34,97
21	47,08	23,89	-41,98	-33,72
22	41,34	22,69	-44,22	-38,20
23	35,13	23,62	-41,52	-33,77
24	40,31	25,58	-41,92	-31,51

Tabela 6. Vrednosti potrebnih kapaciteta za balansiranje vetroelektrana u EES-u Srbije za postojeće stanje

Vreme (sat)	99% pozitivna greška (MW)	95% pozitivna greška (MW)	99% negativna greška (MW)	95% negativna greška (MW)
1	151,92	78,54	-108,61	-93,46
2	127,72	77,31	-132,32	-90,73
3	117,59	70,99	-145,52	-81,23
4	99,41	74,31	-133,63	-99,82
5	123,87	72,78	-121,03	-92,27
6	136,62	70,91	-134,45	-85,50
7	137,22	68,93	-113,88	-81,12
8	142,34	92,75	-138,94	-86,66
9	127,53	87,10	-120,17	-112,95
10	126,60	88,08	-120,99	-103,52
11	164,26	89,42	-126,34	-71,36
12	123,27	88,79	-100,83	-90,66
13	137,48	99,41	-101,09	-84,71
14	145,82	90,58	-99,00	-82,92
15	128,36	85,23	-121,77	-89,91
16	164,52	81,20	-137,71	-100,79
17	146,57	86,17	-164,56	-134,08
18	127,87	80,82	-217,74	-147,09
19	119,19	79,59	-175,74	-134,90
20	158,99	86,92	-163,06	-130,79
21	176,08	89,35	-157,01	-126,11
22	154,61	84,86	-165,38	-142,87
23	131,39	88,34	-155,28	-126,30
24	150,76	95,67	-156,78	-117,85

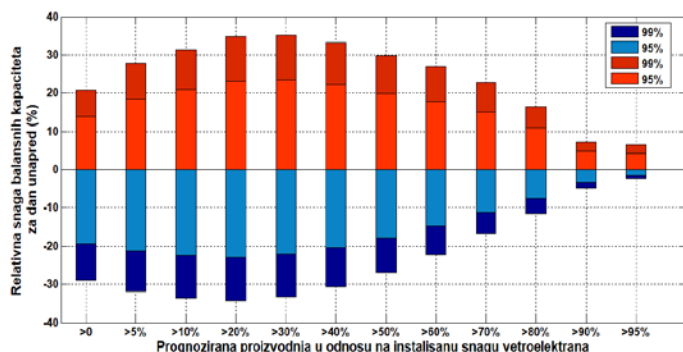
Na osnovu sprovedenih analiza može se zaključiti da je za postojeće stanje potrebno planirati oko 100 MW regulacionih

kapaciteta za regulaciju na gore i oko 150 MW regulacionih kapaciteta za regulaciju na dole da bi se u 95% slučajeva kompenzovala greška u predikciji proizvodnje vetroelektrana koje su priključene na prenosni sistem. Ukoliko se planira pokrivanje balansne greške u 99% slučajeva, onda je potrebno planirati oko 170 MW regulacionih kapaciteta za regulaciju na gore i oko 200 MW regulacionih kapaciteta za regulaciju na dole.

S obzirom na rezultate analiza sezonskih varijacija greške, može se zaključiti da ne postoje izražene razlike u sezonama, tako da se procenjeni nivo grešaka može smatrati potrebnom balansnom rezervom za svaki dan u godini.

VI OPTIMIZACIJA PLANIRANJA POTREBNIH KAPACITETA ZA BALANSIRANJE PROIZVODNJE VETROELEKTRANA ZA POSTOJEĆE STANJE

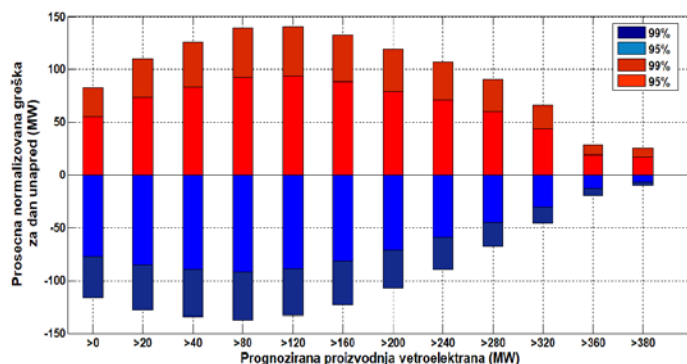
Imajući u vidu statističku analizu zavisnosti prosečne greške u funkciji prognozirane snage, koja je predstavljena u tabeli 4 i na slici 11, može se zaključiti da postoji značajan prostor za optimizaciju balansne rezerve na osnovu prognozirane snage proizvodnje. Generalno, ako su prognoze da će proizvodnja biti bliska nominalnoj raspoloživoj instalisanoj snazi vetroelektrana, npr. veća od 95% raspoložive instalisane snage, onda je očekivana greška mnogo manja nego u slučaju kada je prognoza proizvodnje oko prosečne vrednosti, koja iznosi oko 30% nazivne snage vetroelektrana.



Slika 14. Relativna snaga balansnih kapaciteta koje je potrebno planirati za dan unapred u funkciji prognozirane snage proizvodnje agregiranih vetroelektrana za postojeće stanje za različite verovatnoće pokrivenosti greške

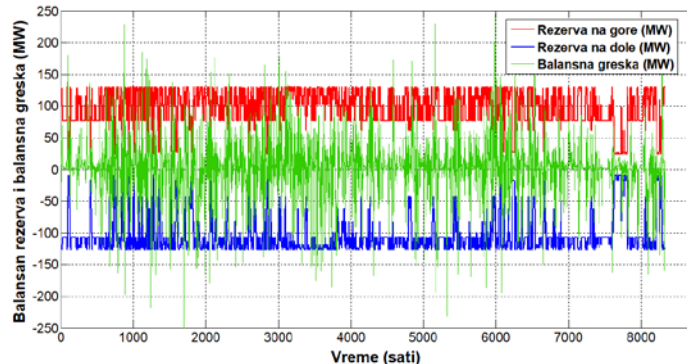
Na osnovu utvrđene statistike greške u prognozi proizvodnje za dan unapred utvrđen je i nivo potrebne balansne rezerve koja treba da pokrije utvrđeni nivo greške. S obzirom da je utvrđeno da greška zavisi od prognozirane proizvodnje, zaključuje se da će i potrebna balansna rezerva zavisiti od prognozirane snage proizvodnje. U tabeli 7 prikazani su podaci o balansnim kapacitetima koje je potrebno planirati za dan unapred u funkciji prognozirane snage proizvodnje agregiranih vetroelektrana za postojeće stanje, a na slici 14 i 15 su grafički interpretirani podaci. Pri proračunu 95% i 99% vrednosti korišćena je pretpostavka da se statistika grešaka može opisati Gausovom funkcijom gustine raspodele verovatnoće greške, pri čemu je standardna devijacija proračunata za svaki sat u prosečnom danu

na osnovu greške u proceni proizvodnje vetroelektrana za odgovarajući sat.



Slika 15. Balansni kapaciteti koje je potrebno planirati za dan unapred u funkciji prognozirane snage proizvodnje agregiranih vetroelektrana za postojeće stanje za različite verovatnoće pokrivenosti greške

Na osnovu sprovedenih statističkih analiza izvršena je analiza pokrivenosti snaga debalansa vetroelektrana priključenih na prenosni sistem Srbije za postojeće stanje uz pretpostavku da se balansni kapaciteti za dan unapred planiraju prema podacima datim u tabeli 7 za slučaj 99% pokrivenosti. Grafička interpretacija rezultata je prikazana na slici 16.



Slika 16. Planirana i aktivirana balansna rezerva za dan unapred za kompenzaciju greške debalansa vetroelektrana priključenih na prenosnu mrežu Srbije za postojeće stanje, 2020.

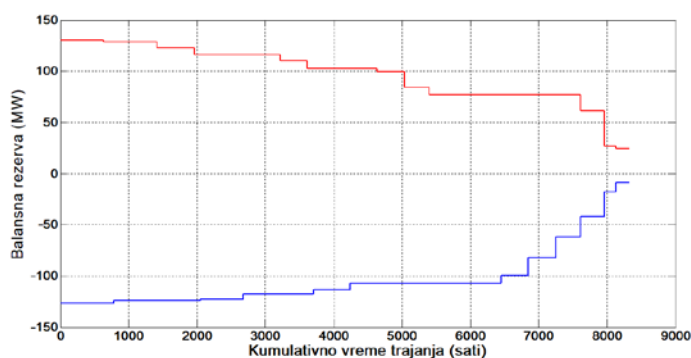
Može se zaključiti da predložena metodologija optimizacije balansne rezerve u dobroj meri pokriva stvarne debalanse snage uzrokovane greškom u proceni proizvodnje vetroelektrana u Srbiji za postojeće stanje. Ipak, u određenom broju slučajeva, odnosno u određenom broju sati u toku godine dolazilo je do probijanja planiranih balansnih kapaciteta. U analiziranoj godini ukupno 131 put je probijena gornja planirana rezerva, što iznosi oko 1.5% vremena u toku godine. Probijanje rezerve na dole je bilo ukupno 209 puta ili 2.4%. Najveća pozitivna greška u proceni proizvodnje vetroelektrana na satnom nivou za dan unapred je bila 245.2 MW, dok je najveća negativna greška bila -252.4 MW.

Tabela 7. Balansni kapaciteti koje je potrebno planirati za dan unapred u funkciji prognozirane snage proizvodnje agregiranih vetroelektrana za postojeće stanje

$P_{\text{prog}} (\%)$ Prognozirana snaga u procentima ukupne raspoložive instalisane snage svih vetroelektrana	99% pozitivna greška (%)	99% negativna greška (%)	95% pozitivna greška (%)	95% negativna greška (%)	T (sati) Ukupno godišnje vreme trajanja prognozirane snage proizvodnje
=0	-	-	-	-	-
>0	20,70	-29,00	13,80	-19,30	8323
>5%	27,70	-31,90	18,50	-21,30	6101
>10%	31,40	-33,60	20,90	-22,40	5075
>20%	34,80	-34,30	23,20	-22,90	3809
>30%	35,20	-33,20	23,50	-22,10	3022
>40%	33,20	-30,70	22,20	-20,40	2387
>50%	29,80	-26,90	19,80	-17,90	1843
>60%	26,90	-22,30	17,90	-14,80	1454
>70%	22,70	-16,80	15,10	-11,20	1048
>80%	16,50	-11,40	11,00	-7,60	685
>90%	7,20	-4,80	4,80	-3,20	335
>95%	6,50	-2,40	4,30	-1,60	161
=100%	-	-	-	-	-

Ukoliko bi se planiranje balansne rezerve vršilo prema opisanoj metodologiji, ukupna nepokrivena energije za balansiranje na gore za postojeće stanje bi bila oko 4.45 GWh, dok bi ukupna nepokrivena balansna energija za regulaciju na dole bila -4.21 GWh.

Vidi se da je probijanje planiranih balansnih rezervi nešto veće od matematičkog očekivanja koje se bazira na Gausovoj statistici. Dva su potencijalna razloga za to: prvi razlog je nedovoljan broj uzoraka za sprovođenje pouzdanije statistike, drugi je vezan za odstupanje stvarne statistike od Gausove raspodele. Ipak, može se konstatovati da predviđena metodologija planiranja rezerve, koja se bazira na Gausovoj funkciji gustine raspodele verovatnoće greške, obezbeđuje pokrivenost balansne greške u preko 95% vremena u realnosti.



Slika 17. Histogrami planirane rezerve na gore i na dole za postojeće stanje prema metodologiji koja je opisana u prethodnoj analizi

Na slici 17 je prikazan histogram planirane rezerve na gore i na dole za postojeće stanje prema metodologiji koja je opisana u prethodnoj analizi.

Treba napomenuti da utvrđena balansna rezerva se odnosi na ukupnu rezervu, odnosno na automatsku sekundarnu rezervu i direktnu tercijarnu rezervu. Koliki udeo pojedinih komponenti rezerve u ukupnoj rezervi je potrebno planirati zavisi od petnaestominutnog gradijenta snage generisanja vetroelektrana, što je predmet budućih istraživanja.

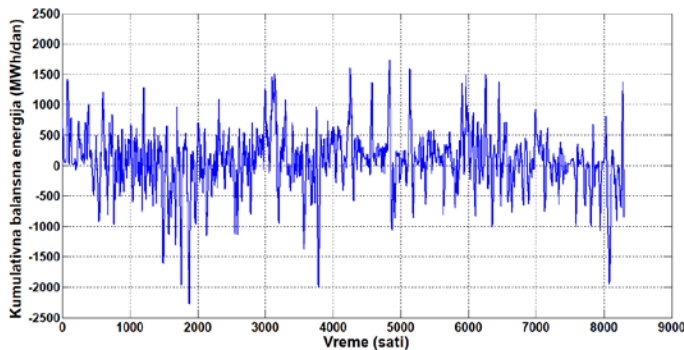
VII ANALIZA BALANSNE ENERGIJE POTREBNE ZA BALANSIRANJE PROIZVODNJE VETROELEKTRANA U SRBIJI ZA POSTOJEĆE STANJE

Za planiranje angažovanja elektrana za pokrivanje potrebnih balansnih kapaciteta od velikog značaja je sagledavanje prosečnih dnevnih varijacija greške u proceni proizvodnje OIE za dan unapred. Ukoliko je srednja dnevna greška u proceni proizvodnje bliska nuli, onda balansnu grešku mogu pokrivati u značajnoj meri i protočne hidroelektrane koje imaju mogućnost dnevnog ravnjanja. Takva elektrana je Đerdap 1 koja, u zavisnosti od dotoka, može biti planirana tako da pokrije određeni dio debalansa i energije OIE, a da pri tom zadrži dnevno ravnjanje voda. Na slici 18 je prikazana promena srednje dnevne energije debalansa u proceni proizvodnje agregiranih vetroelektrana za dan unapred u toku 2020. godine.

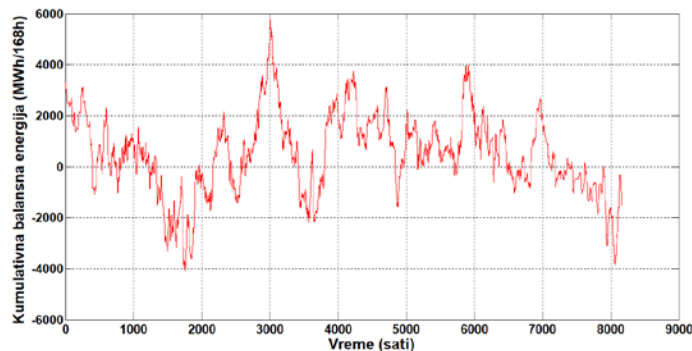
Na osnovu prikazanih podataka može se zaključiti da srednja dnevna snaga debalansa ne prelazi 20% instalisane snage vetroelektrana. Na osnovu datog dijagrama može se zaključiti da najveća dnevna energija debalansa iznosi oko 1,8 GWh, odnosno -2,2 GWh. Ako bi se vršilo nedeljno ravnjanje, onda se pokazuje da srednja nedeljna snaga debalansa ne prelazi 30 MW, odnosno oko 8% instalisane snage svih vetroelektrana. Dijagram kumulativne promene energije debalansa na horizontu od 7 dana (168 h) je prikazan na slici 19.

Prethodne analize pokazuju da ne postoji značajno kumulativno nagomilavanje angažovane balansne energije, odnosno da se najveći deo energije debalansa može sprovesti sa hidroelektranama sa dnevnim ravnjanjem voda. Ipak, u periodu

velikih voda, raspoloživa varijabilna energija u protočnim hidroelektranama je mala ili ne postoji, pa je potrebno planirati i druge izvore, odnosno akumulacione hidroelektrane i fleksibilne termoelektrane.



Slika 18. Promena prosečne dnevne energije debalansa agregiranih vetroelektrana u Srbiji za dan unapred u toku 2020. godine



Slika 19. Promena prosečne nedeljne energije debalansa agregiranih vetroelektrana u Srbiji za dan unapred u toku 2020. godine

VIII ZAKLJUČAK

U radu je izvršeno više analiza koje pokazuju zavisnost greške pri prognozi proizvodnje iz vetroelektrana. Greške pri prognozi proizvodnje iz vetroelektrana su nešto više u večernjim satima (17-24) što je posledica promene stabilnosti atmosfere i priraštaja brzine vetra sa visinom. Na greške ne utiče posebno sezona, tj. vrednost grešaka je izjednačena tokom čitave godine i ne postoje bitne razlike. Zaključeno je da postoji značajnija zavisnost relativne greške od brzine vetra. Najveće greške su pri umerenim vetrovima, a dosta manje greške su pri malim brzinama vetra (prognoza brzine vetra je nesigurna, ali zbog normalizacije relativne greške u proceni proizvodnje vetroelektrana su niske) i pri velikim brzinama vetra (pri jakim vetrovima uticaj brzine na snagu je neznatan). Može se zaključiti da se potrebni balansni kapaciteti mogu optimizovati na osnovu nivoa prognozirane snage proizvodnje vetroelektrane.

Na osnovu podataka iz 2020. izračunata je potrebna balansna snaga koja pokriva debalans u 99 i 95% slučajeva i dobijeno je da će balansna rezerva od +100 MW/-150 MW da pokrije

debalans u 95% slučajeva, a rezerva od +170 MW/-200 MW u 99% slučajeva. Zaključeno je da ovoliki nivo balansne rezerve nije neophodno planirati za svaki sat u godini. Glavni doprinos rada je u definisanju potrebnih balansnih rezervi u funkciji prognozirane snage proizvodnje za dan unapred na satnom nivou.

Predložena metodologija optimizacije balansne rezerve je pokazala da izračunata rezerva u dobroj meri pokriva stvarne debalanse snage uzrokovane greškom u proceni proizvodnje vetroelektrana. Pri izračunatoj rezervi koja treba da pokrije debalans u 99% slučajeva, probijena je gornja granica u 1.5% slučajeva, a donja u 2.4% slučajeva. Ukupna nepokrivena energija za balansiranje na gore je 4.45 GWh i -4.21 GWh na dole.

Na osnovu srednje dnevne greške može se planirati način balansiranja u elektroenergetskom sistemu. Ako je greška bliska nuli, onda balansiranje mogu vršiti protočne hidroelektrane sa dnevnim ravnanjem voda kakva je HE Đerdap 1.

Srednja dnevna snaga debalansa ne prelazi 20% instalisane snage vetroelektrana, a najveća dnevna energija debalansa iznosi oko 1,8 GWh, odnosno -2,2 GWh. Srednja nedeljna snaga debalansa ne prelazi 8% instalisane snage vetroelektrana, a srednja nedeljna apsolutna snaga debalansa je manja od 30 MW.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Brouwer A.S., Van den Broek M., Seebregts A., Faaij A. Impacts of large-scale Intermittent Renewable Energy Sources on electricity systems, and how these can be modeled, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 33, pp. 443-466, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.076>
- [2] Continental Europe. Synchronous Area Framework Agreement; P1 - Load-Frequency Control and Reserves, Brussels, ENTSO-e, <https://consultations.entsoe.eu/system-operations/synchronous-area-operational-agreement-policy-1-lo/> [pristupljeno 15.03.2022]
- [3] Reliability Guideline Operating Reserve Management V3, Atlanta, NERC, https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/Reliability_Guideline_Template_Operating_Reserve_Management_Version_3.pdf [pristupljeno 15.03.2022]
- [4] Notton G., Nivet M., Voyant C., Paoli C., Darras C., Motte F., Fouilloy A. Intermittent and stochastic character of renewable energy sources: Consequences, cost of intermittence and benefit of forecasting, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 87, pp. 96-105, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.007>
- [5] Holttinen H. *The impact of large scale wind power production on the Nordic electricity system*, Helsinki University, Helsinki, 2004. <https://www.vttresearch.com/sites/default/files/pdf/publications/2004/P554.pdf> [pristupljeno 15.03.2022]
- [6] Koprivica M., Đurišić Ž, Analiza greške u prognozi proizvodnje vetroelektrana u Banatu, in Proc. 36. Međunarodno savetovanje Energetika 2021, Zlatibor, Srbija, 21-24. jun 2021.
- [7] Koprivica M., Đurišić Ž, Poboljšanje predikcije proizvodnje vetroelektrana u Južnom Banatu kombinovanjem pojedinačnih prognoza pomoću modela veštačke inteligencije, Energija, ekonomija, ekologija, Vol. 23, No. 3, pp. 54-60, 2021. <https://doi.org/10.46793/EEE21-3.54K>
- [8] Đurišić, Ž.R. *Vjetroelektrane*, Akademski misao, Beograd, 2019.

AUTORI/AUTHORS

msr Milica Radovanović - master inženjer elektrotehnike i računarstva, Akcionarsko društvo „Elektromreža Srbije“, milica.radovanovic@ems.rs, ORCID [0000-0002-1875-6821](https://orcid.org/0000-0002-1875-6821)

dr Željko Đurišić - vanredni profesor, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, djurisic@etf.rs, ORCID [0000-0003-2048-0606](https://orcid.org/0000-0003-2048-0606)

Razvoj metodologije za utvrđivanje optimalne snage fotonaponske elektrane postavljene na nagnutom terenu

Development of a Methodology for Determining the Optimal Power of a Photovoltaic Power Plant on Sloping Surface

Vladan Durković*, Željko Đurišić**

* Elektrotehnički fakultet, Univerzitet Crne Gore, Crna Gora

** Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Srbija

Rezime - U literaturi su detaljno razvijeni modeli za proračun proizvodnje velikih fotonaponskih (FN) elektrana sa različitim tipovima modula (monofacijalni ili bifacijalni). Pored toga, detaljni modeli su razvijeni i za FN elektrane koje imaju fiksno postavljene module kao i FN elektrane sa mogućnošću praćenja azimutnog ugla Sunca i/ili nagibnog ugla FN modula. Sa druge strane, usled sve veće gradnje FN elektrana, često se nameće njihova izgradnja na terenu koji je nagnut u odnosu na horizontalu, pa je od interesa razviti modele koji mogu izvršiti optimizaciju prostornog rasporeda i geometrijskih elemenata panela na ovakvom terenu. Naime, prilikom različitih analiza u literaturi nisu razrađeni modeli proizvodnje za FN elektrane koje se planiraju na nagnutim terenima. Shodno tome, u ovom radu je razvijena postupak za proračun proizvodnje FN elektrana koje su postavljene na terenu koji nije ravan, već orijentisan prema proizvoljnoj strani svijeta i sa proizvoljnim nagibnim.

Ključne reči - fotonaponska elektrana, nagnut teren, komparativna analiza, nivelisani troškovi.

Abstract - Models for the calculation of the production of large photovoltaic (PV) power plants with different types of modules (monofacial or bifacial) have been developed in detail in the literature. In addition, detailed models have been developed for PV power plants that have fixed modules as well as PV power plants with tracking the azimuth angle of the Sun and/or the tilt angle of the PV module. On the other hand, due to the increasing installation of PV power plant, their construction is often imposed on the field with complex geometry, so it is interesting to develop models that can optimize the spatial layout and geometric elements of panels on sloping surface in relation on horizontal. Namely, during various analyses in the literature, production models for PV power plants that are planned on sloping terrains have not been developed. Accordingly, in this paper, a procedure was developed for the calculation of the production of PV power plants that are placed on terrain that is not flat, but oriented towards the arbitrary side of the World and with an arbitrary tilt angle.

Index Terms - Photovoltaic plant, Complex terrain, Sloping terrain, Comparative analysis, Levelized cost.

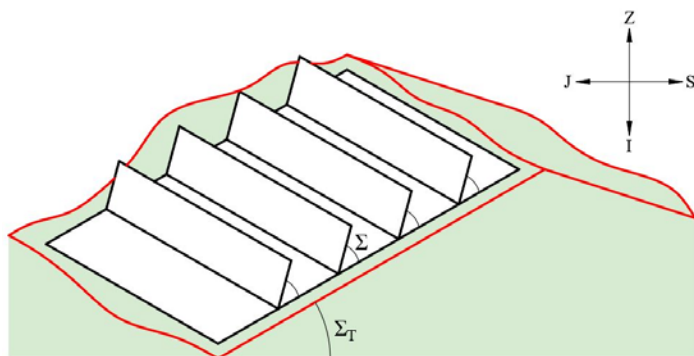
I UVOD

Savremenu energetiku u poslednjih nekoliko decenija karakteriše sve veća integracija obnovljivih izvora električne energije u elektroenergetski sistemi. Pored poznatih karakteristika proizvodnje obnovljivih izvora električne energije, solarne elektrane karakteriše i relativno mala gustina snage po zauzetoj površini. U radovima [1], [2], [3], [4], je analizirano zauzimanje površina koje su neaktivne kao što su: krovovi velikih objekata, neobrađivo zemljište, napuštena pepelišta u okolini velikih termoelektrana, mirne vodene površine kao što su rezervoari za vodu, akumulaciona jezera hidroelektrana i slično. Upravo mala gustina snage po zauzetoj površini predstavlja glavnu motivaciju ovoga rada, jer je u praksi vrlo realan scenario da tip zemljišta je pogodan za gradnju FN elektrane ali je nagnut u odnosu na horizontalnu površinu. U radu je predložena metodologija koja omogućava proračun optimalne snage na unaprijed ograničenoj površini prema kriterijumi minimalne cijene proizvodnje električne energije. Iako u literaturi, sa ciljem unapređenja efikasnosti FN elektrana, su analizirane primjene novih tehnologija kao što su bifacijalni FN modula [5], [6], FN sistemi sa praćenjem putanje Sunca [7], u ovom radu su pretpostavljene da se koriste klasične tehnologije a to su fiksni monofacijalni moduli. U radu, je dat prikaz tehno-ekonomskih indikatora elektrane u zavisnosti koliko je nagnut teren u odnosu na horizontalnu površinu i prema kojoj strani je orijentisan. Pored toga, koristeći realne satne meteo podatke, u ovom radu je razvijena metodologija i softver koji omogućava određivanje optimalnog nagibnog ugla FN modula, rastojanja između FN modula, broj FN redova, snagu FN elektrane, proračun tehno-ekonomskih parametara za elektranu postavljenu na određenoj podlozi koja može biti nagnuta u odnosu na horizontalnu površinu i orijentisana proizvoljno u odnosu na jug. Ograničenje predložene metodologije je da se odnosi na fiksne FN monofacijalne module. Rad je organizovan na sledeći način: u narednom poglavlju je detaljno opisana metodologija proračuna tehno-ekonomskih indikatora. U trećem poglavlju su prikazani rezultati i komparativna analiza u odnosu na FN elektrane postavljene na ravnom terenu i orijentisane ka jugu. Na kraju su dati odgovarajući zaključci.

II OPIS RAZMATRANE FN ELEKTRANE I MODELOVANJE

2.1. Opis razmatrane FN elektrane

U radovima su detaljno ispitani različiti tehnološki faktori koji utiču na projektovanje FN elektrana, pri čemu je pretpostavljeno u svim radovima da su FN paneli postavljeni na ravnoj podlozi [8],[9],[10],[11]. Imajući u vidu da FN elektrane zauzimaju velike površine, za realne inženjerske proračune, je od interesa proračunati solarni potencijal na mikrolokaciju koja nije ravna već nagnuta prema određenoj strani svijeta. Primjer neravnog terena, je ilustrovan na slici 1.



Slika 1. FN elektrana na nagnutom terenu

Osnova za proračun tehnološko-ekonomskih izlaznih indikatora FN elektrane je solarni potencijal ciljane mikrolokacije. U narednom potpoglavlju je dat prikaz proračuna solarnog potencijala kod FN elektrane čija je podloga nagnuta prema određenoj strani svijeta. Predložena metodologija se zasniva na osnovnim meteorološkim podacima kao što je satna direktna horizontalna insolacija, difuziona horizontalna insolacija i satna temperatura ambijenta. Shodno tome, predložena metodologija omogućava precizan proračun ali ne na uštrb velikog broja ulaznih podataka. Ovdje je bitno naglasiti da je moguće relativno lako uvesti modifikaciju programa, ukoliko je samo poznat podatak o horizontalnoj insolaciji. Naime, koristeći Liu-Jordanovu formulu moguće je razdvojiti horizontalnu insolaciju na direktnu horizontalnu i difuzionu horizontalnu [12].

2.2 Modelovanje solarnog potencijala

U odnosu na FN elektranu postavljenu na ravnom terenu, potrebno je uvesti dvije modifikacije prilikom proračuna direktne komponente sunčevog zračenja kod FN elektrane na nagnutom terenu. Jedna modifikacija se odnosi na proračun incidentnog ugla sunca θ , gdje je potrebno uvesti i promenljivu koja se odnosi na nagib terena Σ_t . Dakle, incidentni ugao Sunca se računa kao:

$$\cos\theta = \cos\beta \cdot \cos(\phi_s - \phi_c) \cdot \sin(\Sigma \pm \Sigma_t) + \sin\beta \cdot \cos(\Sigma \pm \Sigma_t) \quad (1)$$

gdje je β altitudni ugao Sunca, ϕ_s azimutni ugao Sunca, ϕ_c azimutni ugao FN panela, Σ nagibni ugao FN panela.

Pomoću promenljive Σ_t se uvažava koliko je teren nagnut u odnosu na horizontalnu podlogu na taj način da ukoliko je teren odignut prema jugu onda se usvaja pozitivan predznak. Ukoliko je teren nagnut prema sjeveru, nagibni ugao terena se usvaja sa negativnom vrijednošću.

Druga modifikacija prilikom proračuna direktne komponente

iradijacije kod FN elektrane koja je instalisana na nagnutoj podlozi je izvršena prilikom proračuna sjenke koje pada na FN redove.

U vezi sa tim, u radu je [13] je sprovedena detaljna analiza uticaja sjenke kada je podloga nagnuta. Ukoliko je teren nagnut prema jugu, tada je, za iste dimenzije FN elektrane, uticaj sjenke manji u odnosu na slučaj kada je teren nagnut prema sjeveru. Dakle, navedena modifikacija proračuna sjenke je urađena prema radu [13].

Dalji proračun direktne komponente iradijacije kod FN elektrane koja je instalisana na nagnutoj podlozi se ne razlikuje u odnosu na FN elektranu postavljenu na ravnom terenu i urađen je prema radu [1].

Postoji nekoliko modela za proračun difuzione komponente iradijacije. U osnovi se mogu podijeliti na dvije grupe i to na: izotropске i anizotropске modele [14], [12]. Izotropski modeli koji su najčešće korišćeni pretpostavljaju da sunčevi zraci dolaze podjednako iz svih pravca neba na FN modul. Anizotropski model uvažava činjenicu da sa neba difuzno sunčevo zračenje ne dopijeva podjednako sa svih strana na FN panel. Upravo sa ciljem zadržavanja jednostavnosti, a imajući u vidu široko korišćenje, autori ovoga rada su se ograničili da proračun difuzione komponente iradijacije prema izotropskom modelu zračenja.

Imajući u vidu definiciju izotropskog modela zračenja, model difuzionog zračenja je na sledeći način proširen sa članom K_d koji u obzir uzima nagibni ugao terena:

$$I_{DC} = I_{DH} \cdot \left(\frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right) \cdot K_d \quad (2)$$

Član K_d je usvojen tako da je njegova vrijednost 1 ukoliko je teren ravan a ukoliko je teren nagnut prema određenoj strani svijeta ima vrijednost manju od 1 jer na taj način ne dopijeva cjelokupno difuziono zračenje na takav teren. Dakle, koeficijent K_d je računat na sledeći način:

$$K_d = \frac{1 + \cos \Sigma_t}{2} \quad (3)$$

Dalji proračun difuzione komponente sunčevog zračenja, kao i reflektovane komponente je vršen pomoću faktora viđenja. Ovdje napominjemo da je u cilju preciznijeg proračuna, izvršena i segmentacija površina FN panela i podloge između FN redova. U radu [6] je detaljno opisana korišćena metodologija za proračun difuzione i reflektovane komponente sunčevog zračenja.

Na kraju, pošto je specificiran model za iradijaciju, moguća godišnja proizvodnja je izračunata na sledeći način:

$$W = \sum_{k=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} P \cdot I(t, k) \cdot \eta_{inv} \cdot \dots \left(1 - r \cdot \left(T_{amb} + \left(\frac{NOCT - 20^0}{0.8} \right) \cdot I(t, k) - 25^0 \right) \right) \quad (4)$$

gdje je P instalisana snaga elektrane (DC), $I(t, k)$ je satna ukupna iradijacija (zbir direktne, difuzione i reflektovane komponente), η_{inv} je stepen efikasnosti invertora, r je pad efikasnosti FN

modula usled povećanja temperature iznad STC vrednosti, NOCT je nominalna temperatura FN modula, T_{amb} je satna temperatura ambijenta.

U ovom radu, inverter je modelovan sa prosječnom efikasnošću od 0.95 [6] a pad efikasnosti FN modula usled povećanja temperature je $0.5\%/^{\circ}\text{C}$ [6]. Za NOCT parametar usvojena je vrijednost od 47°C [6].

Za ekonomsku evaluaciju projekata FN elektrane kao kriterijum usvojena je nivelisana cijena troškova elektrane na njenom životnom vijeku (LCOE). LCOE je definisan sledećom formulom:

$$LCOE = \frac{C_i \cdot P + \sum_{t=1}^{n_t} \frac{C_m}{(1+i)^{n_t}}}{W \cdot \sum_{t=1}^{n_t} (1-d \cdot (n_t-1))} \quad (5)$$

Gdje je C_i instalisana cijena FN elektrane, C_m su godišnji troškovi održavanja elektrane, d je godišnja degradacija FN panela, i je kamatna stopa, n_t je životni vijek elektrane.

U Tabeli 1 prikazane su usvojene vrijednosti za navedene parametre.

Tabela 1. Ulazni tehno-ekonomski podaci za proračun LCOE.

Parametar	Vrijednost
C_i [€/kW _p]	800
d (%)	1
n_t [god]	25
C_m [€/kW _p /god]	10
i [%]	5

III ANALIZA REZULTATA I DISKUSIJA

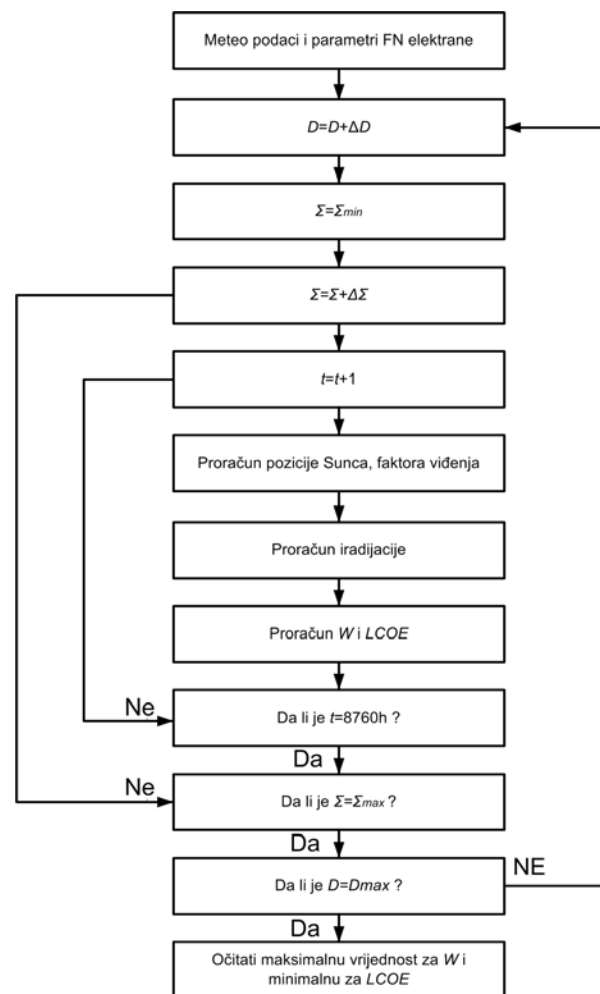
Cilj ovoga rada je da da odgovor na pitanje koliko se razlikuje proizvodnja električne energije, odnosno troškovi proizvodnje električne energije ukoliko teren nije ravan već nagnut prema određenoj strani svijeta. Pored toga, u radu su predstavljeni rezultati optimizacije glavnih parametara FN elektrane (nagibnog ugla FN redova i rastojanja između FN redova) na terenu nagnutom u odnosu na horizontalu sa ciljem minimizacije nivelisanih troškova proizvodnje električne energije. Za ulazne meteo podatke korišćeni su relani podaci koji se odnose na lokaciju u blizini Kladova. U Tabeli 2 prikazani su najvažniji meteo podaci.

Pomoću opisane procedure u poglavlju 2, moguće je procijeniti godišnju proizvodnju električne energije koja se može dobiti iz FN elektrane proizvoljne veličine postavljene na terenu proizvoljnog nagiba. U radu je primjenjen prost algoritam koji omogućava određivanje optimalnog dizajna elektrane sa ciljem minimizacije nivelisanih troškova proizvodnje. Prilikom određivanja optimalnog dizajna elektrane postoji veći broj mogućih promenljivih kao što su rastojanje između FN redova, nagib FN redova, visina FN redova, broj FN redova, broj invertora, konfiguracija električnih veza FN modula i slično. Imajući u vidu obimne rezultate istraživanja u literaturi [6], prepoznato je da su glavne promenljive koje utiču na tehno-ekonomske indikatore: rastojanje između FN redova i nagib FN redova.

Tabela 2. Prosječne mjesečne vrijednosti za difuzionu, direktnu, horizontalnu insolaciju i temperaturu.

Mjesec	Ukupna horizontalna insolacija [kWh/m ² /dan]	Srednja mjesečna temperatura [°C]
Januar	1,26	1,70
Februar	1,78	1,79
Mart	3,13	5,64
April	5,37	10,65
Maj	6,03	17,06
Jun	6,82	19,93
Jul	7,36	23,42
Avgust	5,57	22,41
Septembar	3,91	18,63
Oktobar	2,16	10,72
Novembar	1,90	8,52
Decembar	1,55	4,82

Pošto rešenje optimizacionog zadatka zavisi od dvije upravljачke promenljive (rastojanja između FN redova i nagiba FN redova) u ovom radu je predstavljen algoritam koji se zasniva na pretrazi optimalne vrijednosti za upravljачke promenljive. Na slici je dat prikaz blok dijagrama algoritma.

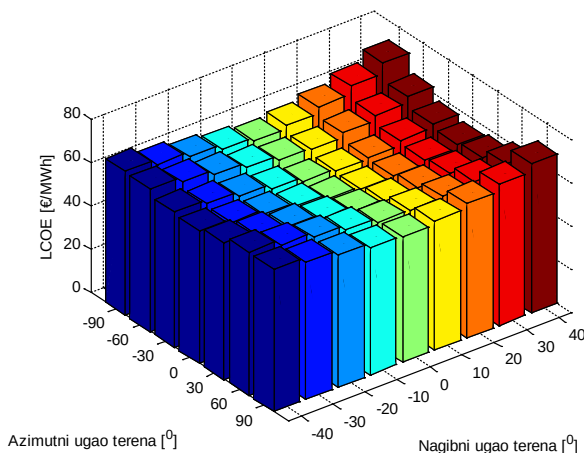


Slika 2. Optimizacioni algoritam zasnovan na klasičnom pretraživanju.

Primjenjeni algoritam garantuje određivanje optimalnog rešenja. Važno je napomenuti da je predloženi algoritam spor, ali imajući u vidu da se radi o planerskom problemu brzina izvršavanja nije toliko ograničavajuća za praktičnu primjenu predloženog algoritma.

Uticaj nagiba terena na moguću godišnju proizvodnju FN elektrane analizirana je u širokom opsegu vrijednosti od -40° do 40° sa korakom od 10° . Azimutni ugao terena na koji se instaliraju FN modul je variran od istoka preko juga do zapada sa korakom od 15° .

Na osnovu predložene metodologije, realnih mjernih podataka za mjesto Kladovo, u širokom opsegu vrijednosti upravljačkih promenljivih i nagibnog ugla terena, izračunate su optimalne vrijednosti LCOE. Dakle, za određeni nagib terena i orijentaciju terena, primjenom algoritma prikazanog na slici 2, određen je broj FN redova, rastojanje između FN redova što dalje znači da je određena i instalisana snaga elektrane. Koristeći predloženi model iradijacije, moguće je na osnovu sračunatih podataka izračunati i godišnju proizvodnju i na kraju LCOE. Na slici 3 prikazane su vrijednosti za LCOE za različite nagibe terena i orijentaciju terena.



Slika 3. Vrijednosti za LCOE u zavisnosti od azimutnog i nagibnog ugla terena.

Sa slike 3 se uočava da zavisnost LCOE od nagibnog ugla terena je sledeća: ako je teren blago nagnut prema jugu (ugao 10°) tada je LCOE najmanji. U konkretnom primjeru, najmanja vrijednost LCOE od 52.147 €/MWh se postiže pri nagibnom uglu terena od 10° i azimutnom uglu od 0° (jug). Pomenuta najmanja vrijednost LCOE, za teren dimenzija 200 m x 200 m, se dobija ukoliko je FN elektrana instalisane snage 3.48 MWp, rastojanje između FN redova 7 m, nagibni ugao FN redova je 20° .

Kod solarne elektrane postavljena na ravnom terenu (nagibni ugao terena 0°) LCOE iznosi 53.139 €/MWh. Dakle, povećanje LCOE solarne elektrane postavljene na ravnom terenu u odnosu na scenario kada je najmanji LCOE iznosi oko 1.9%. Najnepovoljnija varijanta, za analizirane podatke, se dobija kada je FN elektrana postavljena na terenu sa nagibnom uglom od -40° i orijentacijom FN modula prema istoku i tada LCOE iznosi 70.747 €/MWh. Imajući u vidu da je u praksi najpovoljnija varijanta da je FN elektrane orijentisana ka jugu, u ovome radu

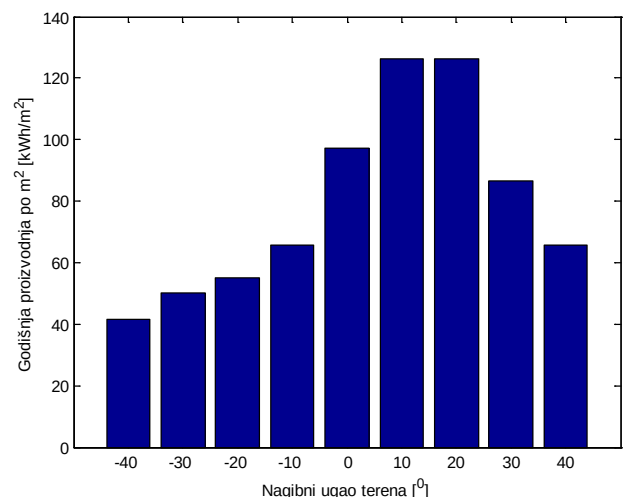
su date tipične tehno-ekonomske karakteristike FN elektrana koje bi bile postavljene na terenu sa različitim nagibnim uglovima. Za analizirani opseg nagibnog ugla terena, odabrane su optimalne varijante FN elektrana prema kriterijumu minimizacije LCOE i njihove karakteristike su prikazane u Tabeli 3.

Tabela 3. Prikaz tehnički i ekonomskih parametara za južno orijentisane panele pri različitim nagibu terena.

Σ_t [°]	LCOE [€/MWh]	P [MW]	W [MWh]	broj FN redova	Σ [°]	D [m]
-40	61.139	1.32	1744.3	11	70	19
-30	59.418	1.56	2093.8	13	60	16
-20	57.553	1.56	2152.9	13	50	15
-10	55.459	1.80	2555.8	15	40	13
0	53.139	2.64	3848.5	22	30	9
10	52.147	3.48	5125.8	29	20	7
20	52.301	3.48	5120.2	29	20	7
30	53.969	2.40	3457.2	20	10	10
40	55.395	1.80	2558.8	15	0	13

Iz tabele 3 se može se zaključiti da u slučaju da je nagibni ugao terena 10° ili 20° tada je rastojanje između FN redova smanjeno, pa je moguće postaviti i više FN redova, što znači da je snaga FN elektrane veća. Navedeno implicira da je na ovakvom terenu moguće dobiti značajno veću proizvodnju iz FN elektrane u odnosu na slučaj kada je teren ravna horizontalna podloga. Nadalje, pokazano je da kada je nagib terena veći od 20° tada, zbog uticaja sjenke, optimalno rešenje za FN elektranu podrazumijeva da su FN redovi međusobno razmaknuti više u odnosu da je FN elektrana postavljena na ravnom terenu. Nagibni ugao FN redova je manji u odnosu na FN elektranu postavljenom na ravnom iz istog razloga.

Ukoliko je nagibni ugao terena negativan (teren nagnut prema sjeveru) tada važi sledeće pravilo: što je manji nagibni ugao terena, to je nagibni ugao FN redova veći. Ovo znači da što je manji nagibni ugao terena, rastojanje između FN redova se povećava zbog smanjenja uticaja sjenke.



Slika 4. Godišnja proizvodnja FN elektrane po m^2 zauzete zemlje orijentisane ka jugu na terenu sa različitim nagibnim uglom u odnosu na horizontalnu površinu.

Na kraju, iz tabele 3 se može zaključiti još jedna pravilnost a to je da optimalno rešenje FN elektrane koje podrazumijeva minimizaciju LCOE ima karakteristika da zbir nagibnog ugla terena i nagibnog ugla FN redova teži da bude oko 30°. Drugim riječima zbir nagibnog ugla terena i nagibnog ugla FN redova je jednak nagibnom uglu FN redova ukoliko je FN elektrana postavljena na ravnom terenu.

Bitno je istaći da dnevni dijagram proizvodnje FN elektrana, analiziranih za različite nagibne uglove terena se ne razlikuje bitno po obliku, što se ne može reći za moguću godišnju proizvodnju FN elektrane. Na slici 4 prikazana je moguća godišnja proizvodnja po m² zauzete zemlje za analizirani scenario.

Kao što slika 4 pokazuje može se uočiti da kada je nagibni ugao teren 10° i 20° dobija se značajno veća proizvodnja po m² terena u odnosu na sva ostala varijantna rešenja. Na primjer, elektrana optimalne snage na terenu koji je nagnut 10° prema jugu bi proizvela za oko 33% više energije po jedinici površine u odnosu na elektranu optimalne snage postavljenu na ravnom terenu. Takođe, može se uočiti da u slučaju da kada teren nije nagnut prema jugu, proizvodnja takve elektrane je značajno manja u odnosu na elektranu koja bi bila postavljena na ravnom terenu. Ukoliko je teren nagnut 40° prema sjeveru (nagibni ugao terena je -40°) elektrane optimalne snage bi proizvela oko 220% manje po jedinici površine u odnosu na elektranu optimalne koja bi bila instalirana na ravnom terenu.

IV ZAKLJUČAK

Predmet rada je razvoj metodologije i komparativna analiza ukoliko FN elektrana nije postavljena na ravnom terenu već na terenu koji je nagnut u odnosu na horizontalu. Ovakav teren koji može biti nagnut prema proizvoljnoj strani svijeta i pod proizvoljnim nagibnim uglom često može biti, zbog tipa zemljišta interesantan za gradnju FN elektrane. Metodologija za proračun insolacije koja pada na FN panele postavljene na nagnutom terenu je razvijena u ovom radu. Bitno je istaći da predložena metodologija za proračun insolacije koja pada na FN panele ne zahtijeva ni jedan dodatni meteo podatak u odnosu na metodologiju za proračun insolacije koja pada na FN panele postavljene na ravnom terenu. Koristeći predloženu metodologiju za insolaciju, u radu je dat postupak za proračun optimalne snage FN elektrane na terenu koji je proizvoljno orijentisan. Pokazano je da, za konkretne meteo podatke, najmanji LCOE se postiže ako je FN elektrana postavljena na terenu koji je nagnut prema jugu za 10°. Značajno veće vrijednosti za LCOE, kao i značajno manja godišnja proizvodnja, se dobijaju ako je FN elektrana postavljena na terenu koji je nagnut prema sjeveru.

LITERATURA

- [1] Durković, V., Đurišić, Ž. Analysis of the Potential for Use of Floating PV Power Plant on the Skadar Lake for Electricity Supply of Aluminium Plant in Montenegro, *Energies*, Vol. 10, No. 10, pp. 1505, 2017. <https://doi.org/10.3390/en10101505>
- [2] Sahu, A., Yadav, N., Sudhakar, K. Floating photovoltaic power plant: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 66, pp. 815–824, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.051>
- [3] Xie, M., Jia, T., Dai, Y. Hybrid photovoltaic/solar chimney power plant combined with agriculture: The transformation of a decommissioned coal-fired power plant. *Renewable Energy*, Vol 191, pp. 1-16, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.03.148>
- [4] Budin, L., Grdenić, G., Delimar, M. A quadratically constrained optimization problem for determining the optimal nominal power of a PV system in Net-metering model: a case study for Croatia, *Energies*, Vol. 14, No. 6, 2021. <https://doi.org/10.3390/en14061746>
- [5] Appelbaum, J. Bifacial photovoltaic panels field, *Renewable Energy*, Vol. 85, pp. 338–343, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.050>
- [6] Durković, V., Đurišić, Ž. Extended model for irradiation suitable for large bifacial PV power plants, *Solar Energy*, Vol. 191, pp. 272-290, 2019, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.08.064>
- [7] Durković, V., Đurišić, Ž. Efficiency increase analysis of large RFPV power plants using reflectors between PV rows, *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, Vol. 12, No. 6, pp. 063703, 2020 <https://doi.org/10.1063/5.0020233>
- [8] Stefanović, A. Vertikalne fasade solitera kao lokacije za instalaciju fotonaponskih panela, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 24, No. 2, pp. 6-12, 2022. <https://doi.org/10.46793/EEE22-2.06S>
- [9] Škrbić, B., Đurišić, Ž. Komparativna analiza tehničkih, ekonomskih i ekoloških pokazatelja različitih modela prozjuma sa fotonaponskim panelima na primeru zgrade Tehničkih fakulteta u Beogradu, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 23, No. 4, pp. 8-15, 2021. <https://doi.org/10.46793/EEE21-4.08S>
- [10] Batić, I., Đurišić, Ž. Analiza kapaciteta i uslova izgradnje fotonaponskih sistema na krovovima školskih objekata u Srbiji, *Energija, ekonomija, ekologija*, No.1-2, pp. 21-28, 2020. <https://doi.org/10.46793/EEE20-1-2.021B>
- [11] Krstić, N., Klimenta, D., Tasić, D., Radosavljević, D. Određivanje optimalnih nagibnih uglova fotonaponskih panela uz uvažavanje smanjenja direktne komponente iradijacije usled efekata senki u fotonaponskim sistemima, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 23, No. 3, pp. 45-53, 2021. <https://doi.org/10.46793/EEE21-3.45K>
- [12] Mikulović, J., Đurišić, Ž. *Solarna energetika*. Akademski misao, Beograd, 2020.
- [13] Swaid, S., Appelbaum, J., Aronescu, A. Shading and Masking of PV Collectors on Horizontal and Sloped Planes Facing South and North - A Comparative Study, *Energies*, Vol. 14, No. 13, pp. 3850, 2021. <https://doi.org/10.3390/en14133850>.
- [14] Mikulović, J., Đurišić, Ž. Models for the Calculation of Diffuse Radiation on Solar Collectors, *International Journal of Electrical Engineering and Computing*, Vol. 4, No. 1, 2020. <https://doi.org/10.7251/IJEEC2001010M>

AUTORI/AUTHORS

dr Vladan Durković, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet Crne Gore, vladan.d@ucg.ac.me, durkovicvladan@gmail.com, ORCID [0000-0003-3132-852X](https://orcid.org/0000-0003-3132-852X)

dr Željko Đurišić - vanredni profesor, Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, djurisic@etf.rs, ORCID [0000-0003-2048-0606](https://orcid.org/0000-0003-2048-0606)

Analiza rada solarne elektrane u NTP Čačak - System Advisor Model (SAM) modelovanje i poređenje sa stvarnim rezultatima

System Advisor Model (SAM) Modelling of Solar Power Plant and Comparison to Actual Performance Data

Snežana Dragičević, Vojislav Vujičić, Milan Marjanović

Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet tehničkih nauka u Čačku

Rezime - Porast upotrebe obnovljivih izvora energije u 21. veku prouzrokovala je sve intenzivnija borba protiv klimatskih promena i njihovog štetnog uticaja na životnu sredinu. Obnovljivi izvori energije se primenom različitih tehnologija transformišu u toplotnu i električnu energiju i imaju značajan potencijal da postanu dominantni izvor energije u narednoj deceniji. Fotonaponski sistemi su doživeli značajan rast primene kao alternativa konvencionalnim izvorima energije. U radu je prikazano modelovanje i simulacija rada solarne elektrane snage 25 kW, koja je instalirana na krovu Naučno-tehnološkog parka u Čačku. Model je razvijen korišćenjem softverskog alata Sistem Advisor Model (SAM). SAM je korišćen za analizu tehničkih performansi sistema, za lokalne vremenske uslove i karakteristike instaliranih komponenti fotonaponskog sistema. Validacija modela je potvrđena poređenjem dobijenih rezultata simulacije sa stvarnim performansama sistema. Razvijeni prediktivni model se može koristiti za karakterizaciju performansi solarne elektrane, kao i za analizu i evaluaciju efikasnosti rada sistema.

Ključne reči - obnovljivi izvori energije, solarna elektrana, System Advisor Model (SAM), Analiza performansi

Abstract - In the 21st century, the use of renewable resources has been propagated by the specter of climate change and its associated impact. Renewable energy technologies have been deployed at a high rate and show a significant potential to become a major player in the electricity supply in next decade. PV systems have experienced a significant growth in their rate of deployment as an alternative to conventional power sources. This study presents the modeling and simulation of a 25 kWp solar power plant in Čačak, Serbia. The power plant is situated on the roof of the Science and Technology Park Čačak. The model was developed using System Advisor Model (SAM) software. SAM was used to analyze the technical performances of based on local weather conditions and all the system components of installed photovoltaic system. The model was validated by comparing its predictions with the actual plant data. The proposed predictive model can be used to characterize power plant performance as well as analyze and evaluate the system's efficiency.

Index Terms - Renewable energy sources, Solar power plant,

System Advisor Model (SAM), Performance analysis

I UVOD

Prelazak sa konvencionalnog snabdevanja energijom, koje je najvećim delom bazirano na upotrebi fosilnih goriva, na korišćenje obnovljivih izvora energije je važan segment za održivi razvoj ljudskog društva. Trenutno gotovo 90 % svetske populacije koristi električnu energiju, pri čemu je skoro polovina proizvedene električne energije dobijena iz uglja koji proizvodi oko 70 % CO₂ koji se emituje u atmosferu. EU je postavila dugoročni cilj da bude klimatski neutralna a on podrazumeva sprovođenje brojnih aktivnosti koji utiču na smanjenje emisija gasova staklene bašte za 80–95 % do 2050. godine u poređenju sa nivoima iz 1990. godine. Jedna od tih aktivnosti je upotreba obnovljivih izvora energije za proizvodnju električne energije, koja je u stalnom porastu, a naročito energija sunca i vetra.

U 2021. godini iz obnovljivih izvora energije proizvedeno je 8300 TWh, najviše iz hidroenergije (61%), zatim iz energije vetra (20%), sunca (10%), biomase (8%) i geotermalne energije (1%). Analizirajući izveštaje međunarodne agencije za obnovljivu energiju (IRENA), koja periodično publikuje sveobuhvatne, pouzdane skupove podataka o kapacitetu i upotrebi obnovljive energije širom sveta, može se videti da je u 2019. godini instalirano dodatnih 176 GW kapaciteta za proizvodnju energije iz obnovljivih izvora energije, u odnosu na prethodnu godinu: kapaciteti koji koriste solarnu energiju su najviše prošireni sa povećanjem kapaciteta od 98 GW (+20 %), zatim sistemi za korišćenje energije vetra sa dodatnih 59 GW (+10 %), hidroenergetski kapaciteti su povećani za 12 GW (+1%), sistemi za korišćenje biomase za 6 GW (+5%), dok su kapaciteti za korišćenje geotermalne energije porasli za nešto manje od 700 MW [1].

Mogućnost zemalja da povećaju upotrebu obnovljivih izvora energije dosta varira u svetu. Generalna skupština UN je 2015. godine usvojila Cilj održivog razvoja 7, koji je jedan od 17 ciljeva, a koji je proširen 2021. u cilju povećanja saradnje između zemalja u vidu podrške onima kojima je najpotrebnija – posebno usred krize COVID-19. Ta saradnja podrazumeva usmeravanje finansijskih sredstava prema zemljama u razvoju kao podrška korišćenju čiste energije, značajno povećanje udela obnovljive

energije u energetske bilansima kao i udvostručavanje u primeni mera energetske efikasnosti [2].

Energetska tranzicija u državama Zapadnog Balkana, uključujući i Srbiju, uglavnom je vođena težnjama ka njihovoj evropskoj budućnosti. Srbija kao jedna od potpisnica ugovora o Energetskoj zajednici se obavezala da svoj pravni okvir i energetsko tržište uskladi sa pravnim okvirom EU. Potpisivanje ovog ugovora omogućava izgradnju zajedničkog energetskog tržišta između zemalja koje su u tranziciji na obnovljive izvore energije i zemljama EU [3].

Brojna istraživanja pokazuju da je u Srbiji potrebno izvršiti veća ulaganja u sisteme koji koriste obnovljive izvore energije, jer je potvrđeno postojanje ekonomski isplativih potencijala ovih izvora energije. Proširivanje postojećih energetskih sistema u budućnosti bi trebalo doprineti da se struktura proizvedene energije u elektroenergetskom sistemu više zasniva na obnovljivim izvorima energije što pruža dodatne mogućnosti za održivu ekonomiju zemlje [4].

Srbija u 2022. godini raspolaže sa 2912 MW instalirane snage sistema koji koriste obnovljive izvore energije. U Srbiji je do sada izgrađeno 107 fotonaponskih elektrana instalirane snage 8,82 MW koje su dobile podsticajne cene (fid-in tarife), a postoji značajan broj solarnih elektrana za koje ne postoji zvanično dostupan registar. Prve fotonaponske elektrane većih instaliranih snaga na tlu u Srbiji su počele da se grade od 2013. godine, dok se instalacija krovnih elektrana intenzivira u proteklih nekoliko godina kako na stambenim tako i na industrijskim objektima.

Rezultati brojnih istraživačkih aktivnosti iz oblasti korišćenja energije iz obnovljivih izvora upotrebom softverskog alata SAM (System Advisor Model) dostupni su u literaturi [5-7]. U ovom radu je prikazan način projektovanja i dimenzionisanja fotonaponske elektrane koja je postavljena na krovu Naučno tehnološkog parka (NTP) u Čačku, instalirane snage 25 kWp pomoću softvera SAM. Fotonaponski sistem je instaliran 2021. godine i koristiti se za proizvodnju električne energije za potrebe sopstvene potrošnje NTP. Prikazani su rezultati predikcije proizvedene električne energije na godišnjem i mesečnom nivou. Dobijeni rezultati su poređeni sa izmerenim vrednostima proizvedene električne energije. Rezultati istraživanja prikazane studije slučaja pokazuju dobra podudaranje između izmerenih i simularnih podataka za period za koji su analizirani.

II SOLARNI FOTONAPONSKI KROVNO INTEGRISANI SISTEM NTP ČAČAK

Na krovu objekta NTP u Čačku postavljena je solarna elektrana instalirane snage 25 kWp za potrebe kompanija čiji se proizvodni pogoni nalaze u proizvodnoj hali u sklopu NTP (slika 1). U WGS koordinatnom sistemu lokacija elektrane je na geografskoj širini od 43,8914° N i geografskoj dužini od 20,3506° E. Objekat NTP Čačak se nalazi na ravnom terenu i u njegovoj blizini se ne nalaze drugi građevinski objekti ili drveće koji bi mogli da bacaju senku na stranu na kojoj je postavljena PV elektrana. Konstrukcija elektrane je fiksna bez mogućnosti praćenja Sunca, postavljena je pod uglom od 15° u odnosu na horizontalnu ravan sa modulima čija je orijentacija istok-zapad.



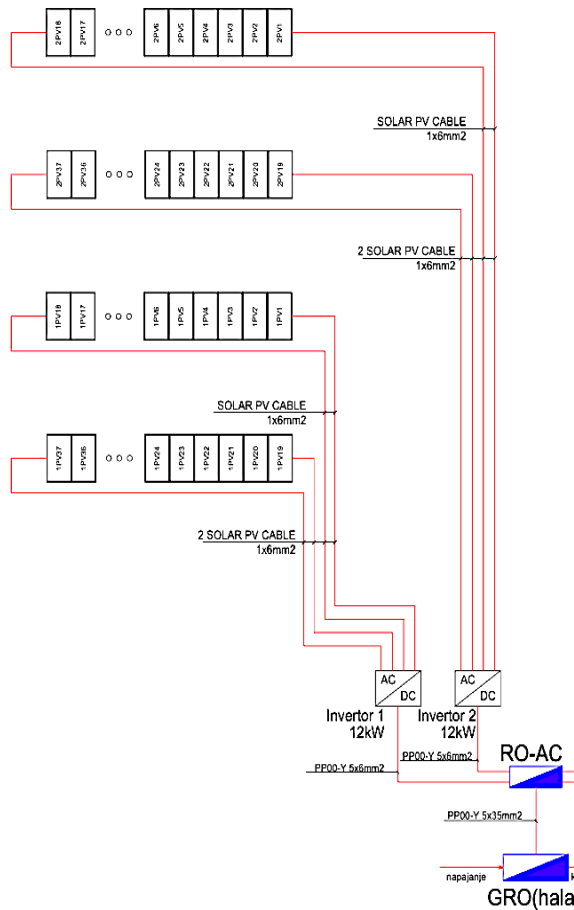
Slika 1. Solarna elektrana na krovu NTP Čačak

Elektrana se sastoji od 74 fotonaponska modula, svaki snage po 340 Wp, koji su povezani redno u dva fotonaponska niza (stringa) od po 18 odnosno 19 modula. Solarnu elektranu NTP u Čačku čine monokristalni fotonaponski moduli Jietion Solar JT340SHh sa sledećim karakteristikama: napon otvorenog kola $V_{oc}=41,4$ V, maksimalni napon pri opterećenju $V_{mp}=34,6$ V, struja kratkog spoja $I_{sc}=10,38$ A, maksimalna struja pri opterećenju $I_{mp}=9,83$ A, masa modula 19 kg i dimenzije modula su 1697 x 1002 x 35 mm. Solarni fotonaponski moduli su maksimalne nominalne snage 25,16 kW.

Solarna fotonaponska elektrana je priključena na dve invertorske jedinice snage 12 kW, proizvođača Huawei SUN2000-12KTL, koje vrše pretvaranje proizvedene jednosmerne električne energije u naizmeničnu, koja se predaje u mrežu sopstvene potrošnje NTP. Invertori rade isključivo paralelno sa elektrodistributivnom mrežom. Na DC strani na dva invertora priključeno je po 2 stringa fotonaponskih modula. Svaki string je vezan na jedan ulaz invertora. Svaki inverter u sebi sadrži 2 MPP tracker-a. Svaki string se štiti odgovarajućim osiguračima-rastavljačima. Na AC strani invertori poseduju zaštitu od ostrvskog rada koja reaguje u slučaju da dođe do ispada elektrodistributivne mreže. Invertori imaju nominalni naponski opseg 380-400V. Odvajanje čitavog seta modula FN podsistema od invertora se vrši preko teretnih sklopki. Zbog visokih temperatura koje se mogu ostvariti na solarnim modulima (mogu dostići i 70°C) veza između fotonaponskih panela i invertora izvedena je pomoću jednožilnih kablova tipa SOLAR CABLE 1x6 mm² koji imaju izolaciju od umreženog polietilena. Blok šema solarne elektrane prikazana je na slici 2.

Konstrukcija primenjenih nosača i ramova FN panela zadovoljava kriterijume gromobranske zaštite. Ramovi panela su na više mesta spojeni su elementima koji ostvaruju pouzdanu galvansku vezu. Metalna konstrukcija i ramovi panela su spojeni sa uzemljenjem objekta.

Solarna elektrana predaje električnu energiju u mrežu prema dobijenim tehničkim uslovima izdatim od strane privrednog preduzeća za distribuciju električne energije „Elektrodistribucija” Čačak.

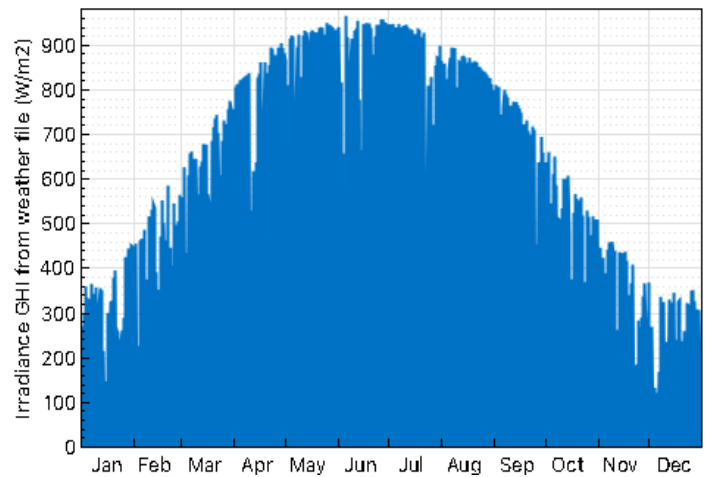


Slika 2. Blok šema solarne elektrane

III MODEL SOLARNE ELEKTRANE U PROGRAMSKOM PAKETU SAM

Danas su u upotrebi brojni softveri za projektovanje solarnih fotonaponskih sistema. Sistem Advisor Model (SAM) je efikasan besplatni inženjerski alat koji služi za projektovanje i analizu fotonaponskih sistema, od malih stambenih solarnih elektrana do velikih industrijskih sistema [8]. Softver sadrži bazu podataka sa podacima o fotonaponskim modulima, invertorima, vremenskim parametrima, nivoima zračenja i ostalim podacima koji su neophodni za projektovanje sistema. Modeli kreirani u softveru SAM izračunavaju satnu električnu energiju elektroenergetskog sistema generišući skup od 8760 satnih vrednosti koje predstavljaju proizvodnju električne energije sistema tokom jedne godine. U programu je moguće uraditi i ekonomske analize projektovanog sistema [9].

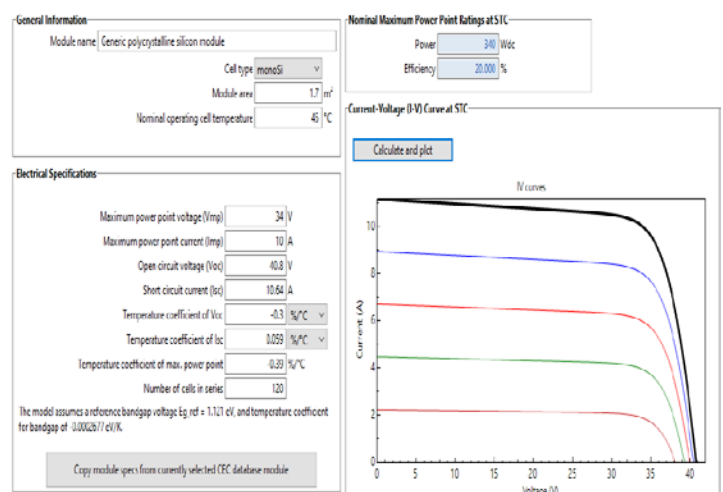
SAM sadrži baze meteoroloških podataka za fotonaponske elektrane koje su locirane u SAD. Ova baza se može proširiti dodavanjem lokacija iz Evrope. Za potrebe modelovanja solarne elektrane na krovu NTP u Čačku izabrana je najbliža lokacija tj. lokacija grada Kraljeva. Na slici 3 prikazano je globalno Sunčevo zračenje na horizontalnu površinu za izabranu lokaciju na osnovu satnih podataka za period od godinu dana.



Slika 3. Globalno sunčevo zračenje na horizontalnu površinu za izabranu lokaciju (W/m^2)

Brojne baze različitih proizvođača koje sadrže podatke potrebne za izbor modula i invertora dostupne su u SAM softveru. Izbor modula i invertora moguće je izvršiti i definisanjem njihovih radnih parametara. Za modelovanje solarne elektrane NTP Čačak usvojen je modul na osnovu unetih karakteristika modula koji su instalirani na krovnoj elektrani NTP Čačak (slika 4).

Za PV elektranu su dimenzionisana dva invertora snage od po 12 kW sa po dva MPPT ulaza. Na slici 5. prikazana je konfiguracija izabranih solarnih modula koji su postavljeni u dva niza, od kojih svaki sadrži po dva identična stringa od po 18 odnosno 19 modula. Modelovana PV elektrana nakon dimenzionisanja svih potrebnih parametara ima ukupno 74 modula, ukupne instalirane snage 25,16 kW. Ukupna površina elektrane iznosi 125,8 m^2 . Prilikom izbora modula i invertora zadovoljeni su svi kriterijumi potrebni za pravilno funkcionisanje elektrane.



Slika 4. Karakteristike modula tipa Jettion Solar JT350SAh

	Subarray 1	Subarray 2
-Electrical Configuration-		
	(always enabled)	☒ Enable
Modules per string in subarray	18	19
Strings in parallel in subarray	2	2
Number of modules in subarray	36	38
String Voc at reference conditions (V)	734.4	775.2
String Vmp at reference conditions (V)	612.0	646.0
-Tracking & Orientation-		
	☒ Fixed ☐ 1 Axis ☐ 2 Axis ☐ Azimuth Axis ☐ Seasonal Tilt	☒ Fixed ☐ 1 Axis ☐ 2 Axis ☐ Azimuth Axis ☐ Seasonal Tilt
Tilt (deg)	15	15
Azimuth (deg)	90	270
Ground coverage ratio (GCR)	0.8	0.8
Tracker rotation limit (deg)	45	45
Backtracking	☐ Enable	☐ Enable
Terrain slope (deg)	0	0
Terrain azimuth (deg)	0	0
-Electrical Sizing Information-		

Slika 5. Dimenzionisanje PV sistema u SAM softveru

Uz pretpostavku da su ukupni električni gubici u PV elektrani 13,4 %, izvršena je simulacija rada elektrane na izabranoj lokaciji.

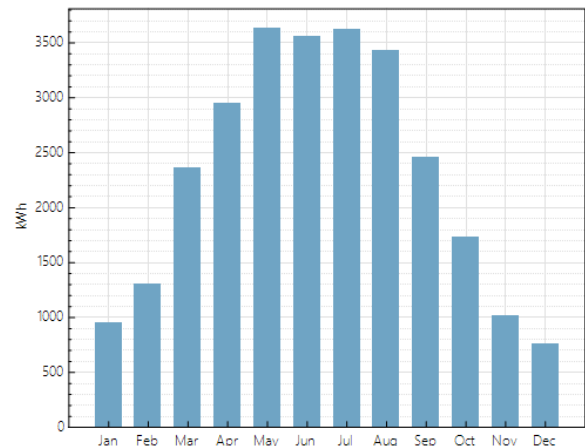
IV REZULTATI SIMULACIJE I POREĐENJE SA STVARNIM REZULTATIMA

Nakon kreiranog SAM modela solarne elektrane izvršena je simulacija. Rezultati simulacije daju prognozu godišnje proizvodnje energije PV sistema u iznosu od 27760 kWh, sa prosečnom godišnjom proizvodnjom od 1103 kWh/kW instalirane snage elektrane. Na slici 6 prikazani su dobijeni rezultati proizvedene električne energije solarne elektrane po mesecima, koji su dobijeni za jednu prosečnu godinu.

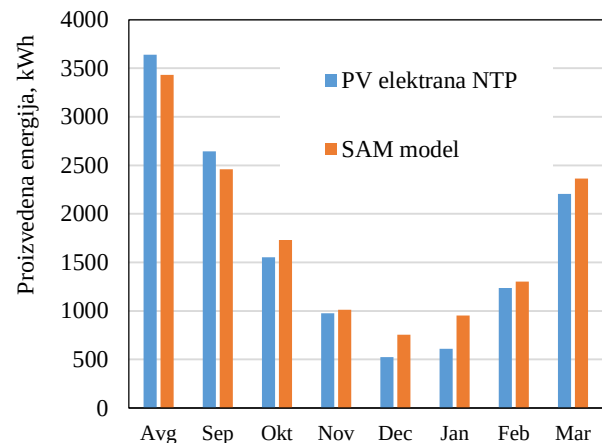
Analizirajući rezultate sa slike 6 može se zaključiti da se najveća proizvodnja električne energije na mesečnom nivou analizirane PV elektrane može očekivati u maju i julu u iznosu od 3620 kWh, a najmanja proizvedena električna energija na mesečnom nivou je u mesecu decembru i iznosi 756 kWh. Dobijene vrednosti su očekivane zbog relativno velikih razlika vrednosti mesečnih insolacija u letnjim i zimskim mesecima, kao što je prikazano na slici 3. Instalirana solarina elektrana na krovu NTP Čačak je u funkciji od avgusta 2021. godine, od kada se i vrše merenja proizvedene električne energije. U periodu avgust 2021 - mart 2022. ukupna proizvodnja električne energije je 13390 kWh. Analizirajući mesečnu proizvodnju tokom dosadašnjeg rada, najveća proizvodnja je u mesecima avgust i septembar, u iznosu od 3639 kWh odnosno 2645 kWh. Najmanja mesečna proizvodnja elektrane je bila u decembru i januaru, u iznosu od 525 kWh tj. 610 kWh.

Validacija SAM modela je izvršena poređenjem dobijenih rezultata simulacije sa stvarnim izmerenim podacima. Na slici 7 prikazano je poređenje proizvodnje električne energije dobijene korišćenjem SAM modela sa stvarnom proizvodnjom električne energije u PV elektrani NTP Čačak. Razlika stvarnih i dobijenih vrednosti proizvodnje električne energije iznosi do 8 %, osim u zimskim mesecima tj. decembru i januaru, kada razlika iznosi do

30 %.



Slika 6. Srednja mesečna proizvodnja električne energije solarne elektrane

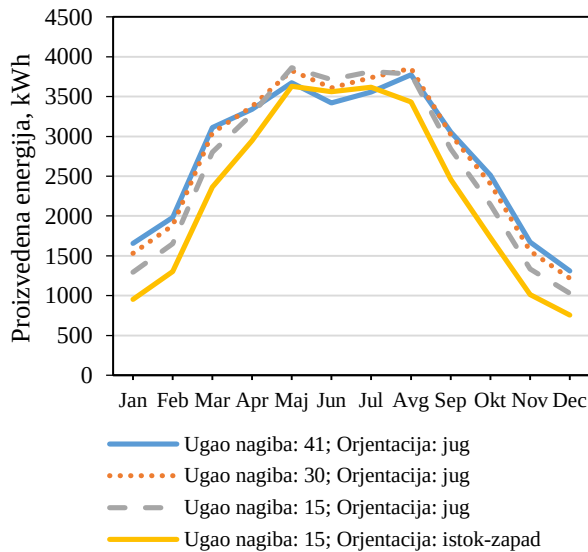


Slika 7. Mesečna proizvodnja električne energije solarne elektrane - poređenje rezultata simulacije i ostvarene proizvodnje

Obzirom da je instalirana elektrana u NTP Čačak deo prve faze projekta, kreirani SAM model se može koristiti za procenu proizvodnje energije za različite uglove nagiba modula kao i njihovu orijentaciju. Ravan krov zgrade NTP na koji je instalirana postojeća elektrana omogućava postavljanje modula sa orijentacijom prema jugu, pa je izvršena analiza proizvodnje energije za južnu orijentaciju modula koji su postavljeni pod različitim uglovima (slika 8).

Rezultati simulacije SAM modela pokazuju da se postavljanjem modula sa orijentacijom ka jugu može očekivati veća proizvodnja električne energije za sve uglove nagiba i to do 12 % za module koji su postavljeni pod uglom od 15° (kao i postojeći) odnosno do 16 % za module koji su postavljeni pod uglom od 30° odnosno pod optimalnim uglom za lokaciju grada Čačak po Nijegorodovom modelu od 41° [10]. U cilju pronalaženja ugla nagiba modula za koji je proizvodnja električne energije najveća, izvršene su parametarske simulacije SAM modela za različite uglove nagiba. Rezultati simulacija pokazuju da se najveća

godišnja proizvodnja električne energije može očekivati u slučaju kada su moduli južno orijentisani i postavljeni pod uglom od 35°.



Slika 8. Mesečna proizvodnja električne energije solarne elektrane za različite uglove nagiba i orijentacije modula

Proizvodnja električne energije najviše zavisi od potencijala Sunčevog zračenja. Lokacija sa većim stepenom zračenja ima će veći faktor kapaciteta. Faktor kapaciteta predstavlja odnos ukupno proizvedene električne energije tokom određenog vremenskog perioda (najčešće godinu dana) i električne energije koja je mogla da se proizvede ako bi elektrana radila sa punom snagom tokom tog vremenskog perioda. Rezultati simulacije pokazuju da je faktor kapaciteta postojeće elektrane 12,6 %, odnosno 15 % za elektranu sa južno orijentisanim modulima pod uglom od 35° što je tipična vrednost za klimatske uslove u Republici Srbiji.

V ZAKLJUČAK

U prethodnoj deceniji došlo je do značajnog povećanja korišćenja sistema koji koriste obnovljive izvore energije. Kompanije i pojedinci sve više prelaze na korišćenje obnovljivih izvora energije ne samo zbog obezbeđivanja čiste životne sredine već i zbog snabdevanja energijom na ekonomski isplativ način. Jedan takav primer je prikazana solarna elektrana snage 25 kW koja je instalirana na krovu NTP u Čačku, koja se koristi za sopstvene potrebe.

U ovom radu je izvršena analiza rada instalirane PV elektrane, njena simulacija u programu SAM kao i poređenje stvarnih i simuliranih podataka. Analiza pokazuje da se korišćenjem elektrane može ostvariti godišnja proizvodnja električne energije od 27760 kWh. Ukoliko bi moduli orijentisali ka jugu pod uglom od 35° u odnosu na horizontalnu površinu, može se očekivati da će se ostvariti povećanje godišnje proizvodnje električne energije, u odnosu na postojeću elektranu do 16,5 %. Elektrana instalirana na krovu NTP u Čačku predstavlja prvu fazu solarne elektrane. Uskoro se očekuje proširenje kapaciteta elektrane za

dodatnih 25 kW, čime će se u većoj meri zadovoljiti sopstvene potrebe za električnom energijom sa mogućnošću predaje viška energije u mrežu. Rezultati simulacije pokazuju da se razvijeni SAM može koristiti za karakterizaciju performansi elektrane, kao i za optimizaciju radnih i konstruktivnih karakteristika sistema.

ZAHVALNICA/ACKNOWLEDGMENT

Istraživanja prezentovana u ovom radu su delom finansirana sredstvima Ministarstva prosvete, nauke i tehnološkog razvoja RS, ugovor br. 51-03-68/2022-14/200132 čiji je realizator Fakultet tehničkih nauka u Čačku, Univerziteta u Kragujevcu.

LITERATURA /REFERENCES

- [1] IRENA (2021), Renewable Energy Statistics 2021 The International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2021. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Aug/IRENA_Renewable_Energy_Statistics_2021.pdf [pristupljeno 15.06.2022]
- [2] Couture, T.D., Turkovic, M. *Scaling-up Solar PV in Serbia*, E3 Analytics, Berlin, 2020. https://www.e3analytics.eu/wp-content/uploads/2020/11/E3A_Country-Report_Serbia_SER.pdf [pristupljeno 15.06.2022]
- [3] Aleksić, V., Bjelić, I.B. Do We Need More Ambition for the Renewable Energy Transition in Serbia? Foundations of Energy Governance and Planning, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 23, No. 3, pp. 1-9, 2021. <https://doi.org/10.46793/EEE21-3.01A>
- [4] Rajaković, N. Da li je pravo vreme za izgradnju velike solarne elektrane u Srbiji? *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 23, No. 2, pp. 1-10, 2021. <https://doi.org/10.46793/EEE21-2.01R>
- [5] Boretti, A., Nayfeh, J., Al-Kouz, W. Simulation of large PV energy facilities with SAM HCPV and PV detailed models, in *Proc. E3S Web Conferences*, ICSREE 2020, Vol. 181, No. 03001, 2020. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202018103001>
- [6] Ezeanya, E.K., Massiha, G.H., Simon, W.E., Raush, J.R. Chambers, T.L. System advisor model (SAM) simulation modelling of a concentrating solar thermal power plant with comparison to actual performance data, *Cogent Engineering*, Vol. 5, No. 1, pp. 1-26, 2018. <https://doi.org/10.1080/23311916.2018.1524051>
- [7] Kesseli, D., Wagner, M., Guédez, R., Turchi, C.S. CSP-Plant Modeling Guidelines and Compliance of the System Advisor Model (SAM), in *Proc. AIP Conference Proceedings*, Vol. 2126, No. 1, pp. 170006, 2019. <https://doi.org/10.1063/1.5117676>
- [8] Baseer, M.A., Praveen R.P., Zubair, M., Khalil, A.G.A., Saduni, I.A. Performance and Optimization of Commercial Solar PV and PTC Plants, *International Journal of Recent Technology and Engineering*, Vol. 8, No. 5, pp. 1703-1714, 2020. <http://dx.doi.org/10.35940/ijrte.E6247.018520>
- [9] SAM Advisor Model <https://sam.nrel.gov/> [pristupljeno 01.06.2022]
- [10] Nijegorodov, N., Devan, K., Jain, P., Carlsson, S. Atmospheric Transmittance Models and an Analytical Method to Predict the Optimum Slope of an Absorber Plate, Variously Orientated at Any Latitude, *Renewable Energy*, Vol. 4, No. 5, pp. 529-543, 1994. [https://doi.org/10.1016/0960-1481\(94\)90215-1](https://doi.org/10.1016/0960-1481(94)90215-1)

AUTORI/AUTHORS

dr Snežana Dragičević - redovni profesor, Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet tehničkih nauka u Čačku, snezana.dragicevic@ftn.kg.ac.rs, ORCID [0000-0002-6244-0111](https://orcid.org/0000-0002-6244-0111)

msr Vojislav Vujičić - master inž. mehatronike, asistent, Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet tehničkih nauka u Čačku, vojislav.vujicic@ftn.kg.ac.rs, ORCID [0000-0002-7037-3545](https://orcid.org/0000-0002-7037-3545)

msr Milan Marjanović - master inž. mašinstva, asistent, Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet tehničkih nauka u Čačku, milan.marjanovic@ftn.kg.ac.rs, ORCID [0000-0003-2669-6694](https://orcid.org/0000-0003-2669-6694)

Iskustva u izvođenju i eksploataciji fotonaponske elektrane instalisane snage 500 kW u fabrici „Gruner“ d.o.o-Vlasotince

Experiences in Realization and Exploitation of Photovoltaic Power Plant with 500 KW of Installed Power in “Gruner” Ltd. - Vlasotince

Miodrag Vuković*, Željko V. Despotović**, Bojan Simonović***

* CONSEKO d.o.o, Beograd

** Institut „Mihajlo Pupin“, Univerzitet u Beogradu

*** GRUNER Serbian d.o.o, Vlasotince

Rezime - Osnovna namena fotonaponske elektrane (FNE), instalisane snage 500kW na krovu fabrike GRUNER Serbian d.o.o u Vlasotincu, je napajanje električnom energijom potrošača u fabrici. Sagledavajući dimenzije krova i dnevne i mesečne profile potrošnje električne energije u fabrici, početkom 2021 projektovana je FNE, koja ostvaruje paralelni rad za elektro-distributivnom mrežom, sa mogućnošću isporuke viška proizvedene električne energije u istu. FNE je izvedena od strane firme CONSEKO d.o.o., Beograd u periodu 15.07-15.10.2021 i puštena je u probni rad krajem septembra 2021., a upotrebna dozvola za rad je izdata 30.12.2021. Od tada je FNE zvanično u eksploatacionom radu. Fabrika GRUNER je 30.03.2022. zaključila sa JP EPS, Ogranak „EPS Snabdevanje“ ugovor o potpunom snabdevanju električnom energijom za period 01.04.2022 do 31.12.2023. U radu su data neka ključna iskustva sa izvođenja i eksploatacije FNE, koja bi mogla biti interesantna kako projektantima, tako i izvođačima i realizatorima solarnih elektrana. Realizacijom FNE je dat izvestan doprinos promociji obnovljivih izvora energije i korišćenju „zelene“ energije na teritoriji Republike Srbije.

Ključne reči – energetika, solarne elektrane, „on-grid“ sistemi, OIE, dekarbonizacija,

Abstract - The main purpose of the solar photovoltaic power plant (SPVPP), with installed power of 500 kW on the roof of the factory GRUNER Serbian Ltd in Vlasotince, is to electrical supply of consumers in the factory. Considering the geometric dimensions of the roof and the daily and monthly profiles of electricity consumption in the factory, at the beginning of 2021, SPVPP was designed. In this way It is achieves parallel operation with the electricity distribution network, with the possibility of delivering surplus electrical energy. SPVPP was performed by the company CONSEKO Ltd., Belgrade in the period 15.07-15.10.2021 and was put into trial operation at the end of September 2021, and the use permit of the plant for operation was issued on 30.12.2021. Since that date, SPVPP has been officially in exploitation operation. The GRUNER factory is on March 30, 2022 concluded with JP EPS, Branch "EPS Snabdevanje" concluded a contract for full supply of electricity

for the period 01.04.2022 to 31.12.2023. The paper presents some key experiences from the construction and operation of PVPP, which could be interesting for both designers and implementers. The realization of PVPP has made a certain contribution to the promotion of renewable energy sources and the use of "green" energy in the territory of the Republic of Serbia

Index Terms – Energy, PV plant, On-grid systems, RES, Decarbonisation

I UVOD

Solarno zračenje je u suštini besplatan resurs dostupan svuda na Zemlji, u većoj ili manjoj meri. Trenutno je kako na svetskom tako i na domaćem nivou veoma aktuelno pretvaranje sunčevog zračenja u električnu energiju putem fotonaponskih elektrana (FNE). U sadašnjoj eri globalnih klimatskih promena, fotonaponska (PV) tehnologija postaje prilika za zemlje i zajednice da transformišu ili razviju svoju energetske infrastrukturu i pojačaju energetske tranzicije ka dekarbonizaciji.

Tokom poslednje decenije, u oblasti fotonaponskih sistema je došlo značajnog pada troškova instalacije solarnih postrojenja, tako da se instalisani kapaciteti na globalnom nivou značajno povećavaju. Međunarodna agencija za obnovljive izvore energije (*International Renewable Energy Agency-IRENA*) daje neke značajne podatke koji se tiču pada cena fotonaponskih (PV) modula za oko 80% u poslednjoj deceniji, dok su instalisani kapaciteti solarnih postrojenja u istom periodu porasli sa oko 40GW na preko 600GW (ovi podaci su iz Juna 2020 godine). Ovi trendovi će se nastaviti sa novim globalnim porastom solarnih instalacija, ukupne snage od preko 200GW, koji se očekuju u narednom periodu.

U Republici Srbiji potencijal sunčeve energije predstavlja 15% od ukupno iskoristivog potencijala OIE. Energetski potencijal sunčevog zračenja u Srbiji je za oko 30% viši nego u Srednjoj Evropi.

Prosečna dnevna gustine energije globalnog zračenja za ravnu površinu u toku zimskog perioda kreće se između 1,1 kWh/m²

na severu i $1,7 \text{ kWh/m}^2$ na jugu, a u toku letnjeg perioda između $5,4 \text{ kWh/m}^2$ na severu i $6,9 \text{ kWh/m}^2$ na jugu Republike Srbije. Poređenja radi, prosečna vrednost globalnog godišnjeg zračenja za teritoriju Nemačke iznosi oko 1000 kWh/m^2 , dok je za Srbiju ta vrednost oko 1400 kWh/m^2 .

Prosečno sunčevo zračenje u Srbiji je nešto veće od evropskog proseka, ali i pored toga korišćenje sunčeve energije za proizvodnju električne energije daleko zaostaje za zemljama Evropske unije. Stvaranje uslova za razvoj i funkcionalnost održivog tržišta fotonaponskih sistema može biti od velikog značaja za ekonomiju i očuvanje prirodne sredine u Srbiji.

Oko 37% svetske energetske potražnje zadovoljava se proizvodnjom električne energije koja je u toku 2020. godine iznosila oko 26 823 TWh [1]. Ako bi se ova energija generisala sistemima koji energiju sunčevog zračenja pretvaraju u električnu, prosečne godišnje izlazne snage od 150 kWh/m^2 , neophodna bi bila površina od približno $(422 \times 422) \text{ km}^2$ za apsorpciju sunčeve energije. Veliki deo ove apsorpcione površine mogao bi se smestiti na krovovima i zidovima zgrada. Ovo ne bi zahtevalo dodatne površine na tlu.

Industrija EU je potrošač 36.4% električne energije, dok se potrošnja električne energije u industriji za poslednjih 10 godina smanjila za 15.7% [2].

Sistemi na krovu su mali u poređenju sa fotonaponskim elektranama postavljenim na zemljanim površinama i njihovi kapaciteti su u opsegu MW. Većina krovnih PV elektrana u razvijenim zemljama su fotonaponski elektroenergetski sistemi povezani na mrežu [3].

Krovni PV sistemi na stambenim zgradama obično imaju kapacitet od oko 5 kW do 20 kW , dok oni postavljeni na komercijalnim zgradama često dostižu i do 100 kW , a maksimalno 1 MW . Na veoma velikim krovovima mogu se postaviti industrijski fotonaponski sistemi u rasponu od 0.5 - 10 MW .

U radu su predstavljena iskustva u projektovanju, izvođenju i problemi u eksploataciji FNE snage 0.5 MW , postavljene na krovu fabrike GRUNER. Osnovna namena solarne elektrane je napajanje električnom energijom potrošača u fabrici.

Sagledavajući slobodne površine na objektu i profil potrošnje električne energije, izabran je koncept fotonaponske elektrane koja ostvaruje paralelni rad za distributivnom mrežom za mogućnošću vraćanja viška proizvedene električne energije u elektroenergetsku mrežu.

II OČEKIVANA PROIZVODNJA ENERGIJE PV ELEKTRANE

Objekat fabrike „Gruner“, na čijem krovu se montiraju solarni paneli, se nalazi u mestu Vlasotinca, u ulici Marka Oreškovića bb, Objekat na Kp.br. 864/13, 864/18 KO Vlasotinca. GPS koordinate postojećeg objekta su $42^{\circ}96.53$ severne geografske širine, $22^{\circ}11.64$ istočne geografske dužine. Pozicija objekta na osnovu GPS koordinata je data na Slici 1.

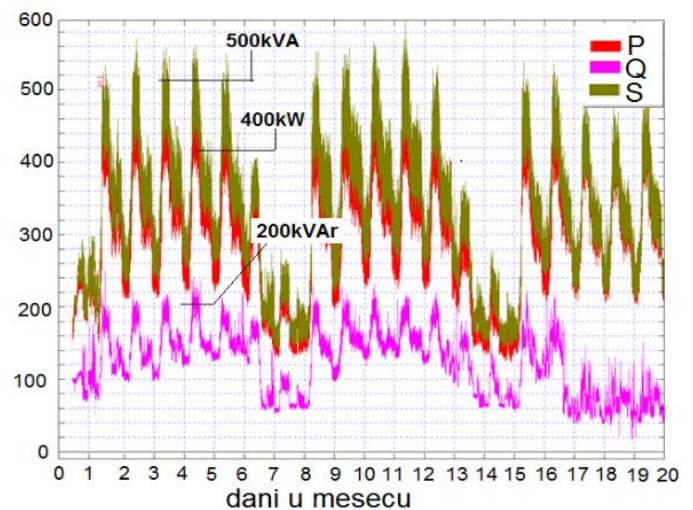
U okviru pomenutog objekta, nalaze se sledeći dominantni potrošači električne energije: (1) unutrašnja i spoljašnja rasveta,

(2) mašine za proizvodnju, (3) kancelarija se klima uređajima i računarima.



Slika 1. Pozicija objekta u okolini fabrike GRUNER i izgled krova fabrike na osnovu GPS koordinata

Godišnja potrošnja električne energije u fabrici GRUNER je oko $2.100.000 \text{ kWh}$. Srednja potrošnja energije tokom dana se kreće oko 240 kW , vikendom između 140 kW i 170 kW . Na dijagramu na Slici 2 je prikazan mesečni profil potrošnje električne energije iz distributivnog elektroenergetskog sistema izmerena u najnepovoljnijem slučaju koji se imao u mesecu Avgustu 2020. Na datom dijagramu su predstavljeni rezultati za izmerene prividnu [kVA], aktivnu [kW], i reaktivnu snagu [kVAr].

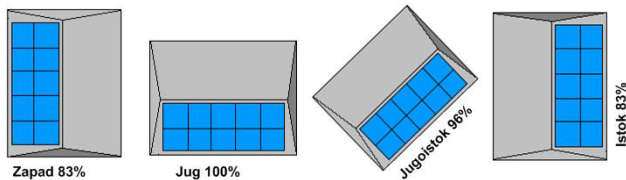


Slika 2. Profil potrošnje električne energije za avgust 2020.

Iz vrednosti maksigrafa, najveća vrednost jednovremene 15-min maksimalne snage u toku jednog meseca je bila u avgustu 2020. godine i iznosila je 505.5 kW (560 kVA prividne snage pri faktoru snage od 0.95). Maksimalna potrošnja reaktivne snage u istom mesecu nije prelazila 250 kVAr .

Uticao orijentacije solarnih modula i krova na iskorišćenje solarne energije je dat detaljno u referencama [4-7]. Na Slici 3 je dat uprošćen prikaz. Najbolji efekat (100%) se postiže pri orijentaciji krova, odnosno solarnih panela na njemu, ka južnoj strani. Takođe i orijentacija ka jugoistoku daje efekat

iskorišćenja od 96%, Ove činjenice direktno utiču i na ukupnu proizvodnju električne energije date solarne elektrane.



Slika 3. Uticaj orijentacije modula na iskorišćenje solarne energije

U slučaju fabrike GRUNER što se tiče orijentacije krovne konstrukcije na kojoj se smestaju solarni paneli, je izuzetno povoljan imajući u vidu konstrukciju dela krova koji je okrenut ka južnoj strani.

Na Slici 4 je prikazana krovna konstrukcija objekta fabrike za postavljanje solarnih panela koja je orijentisana ka južnoj strani. Sa slike se uočava da je kompletna krovna konstrukcija sastavljena od tri krovne konstrukcije na kojima bi se montirali solarni paneli. Konstrukcija I- hala 1 sa upravnom zgradom, konstrukcija II-hala 2, konstrukcija III-hala 3 i konstrukcije IV-nadstrešnice i V-zadnji krov.



(a)



(b)



(c)

Slika 4. Dispozicija krovne konstrukcije sa predviđenim prostorima za postavljanje panela,

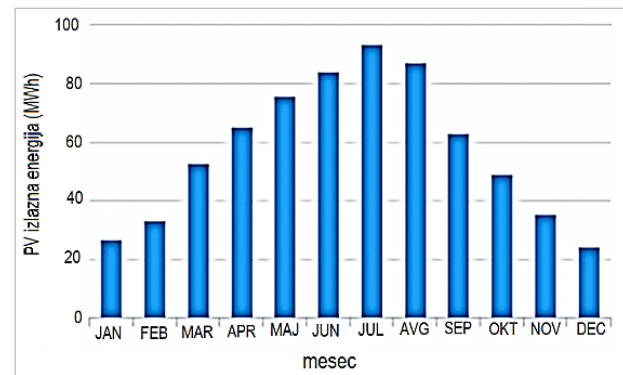
- a) celokupni predviđeni krovni prostor orijentisan ka jugu,
- b) dispoziције krovnog prostora iznad hala 2 i 3,
- c) dispozicija krovnog prostora nadstrešnice i zadnji krov

Ukupna površina krovne konstrukcije za postavljanje solarnih panela je oko 6200 m². Izabrani su solarni paneli, svaki snage 370 W i dimenzija 1765 mm x 1048 mm, odnosno površine od oko 1,852 m². Specifična proizvedena snaga jednog solarnog panela je oko 200 W/m². Uzimajući u obzir razmeštaj solarnih panela, njihove međusobne razmaka, kao i efekte senke u analizi koja je sprovedena u Projektu za Građevinsku Dozvolu-PGD [7], dobija se korisna efektivna ukupna površina krova svedena na

površinu solarnih panela od oko 2800 m². Iz ovoga proizilazi da je ukupan broj potrebnih solarnih panela jednak 1511,8 solarnih panela. U projektu je usvojeno ukupno 1512 solarnih panela, snage 370W koji su postavljeni na krovove objekata iznad hala Faze II i Faze III, koji su prikazani na Slici 4. Instalirana snaga solarne elektrane je $P_{inst}=1512 \cdot 370W=559,4 \text{ kW}$ [8].

Na osnovu podataka o zadatoj geografskoj poziciji lokacije (Geografska pozicija: 42°96.53 severne geografske širine, 22°11.64 istočne geografske dužine), kao i orijentacije i nagiba solarnih panela 16°, putem kalkulatora „PVGIS“ je dobijen podatak o energiji sunčevog zračenja po jednom kvadratnom metru solarnih panela. Na osnovu planiranog rasporeda solarnih panela, uzet je u obzir nagib solarnih panela od 16° od u odnosu na horizontalnu površinu, na predviđenom krovu, dok je usmerenost panela u pravcu juga.

Podaci o očekivanoj godišnjoj proizvodnji po mesecima za datu lokaciju objekta su prikazani na dijagramu na Slici 5.



Slika 5. Očekivana godišnja proizvodnja solarne energije na lokaciji objekta fabrike GRUNER Serbian d.o.o. po mesecima

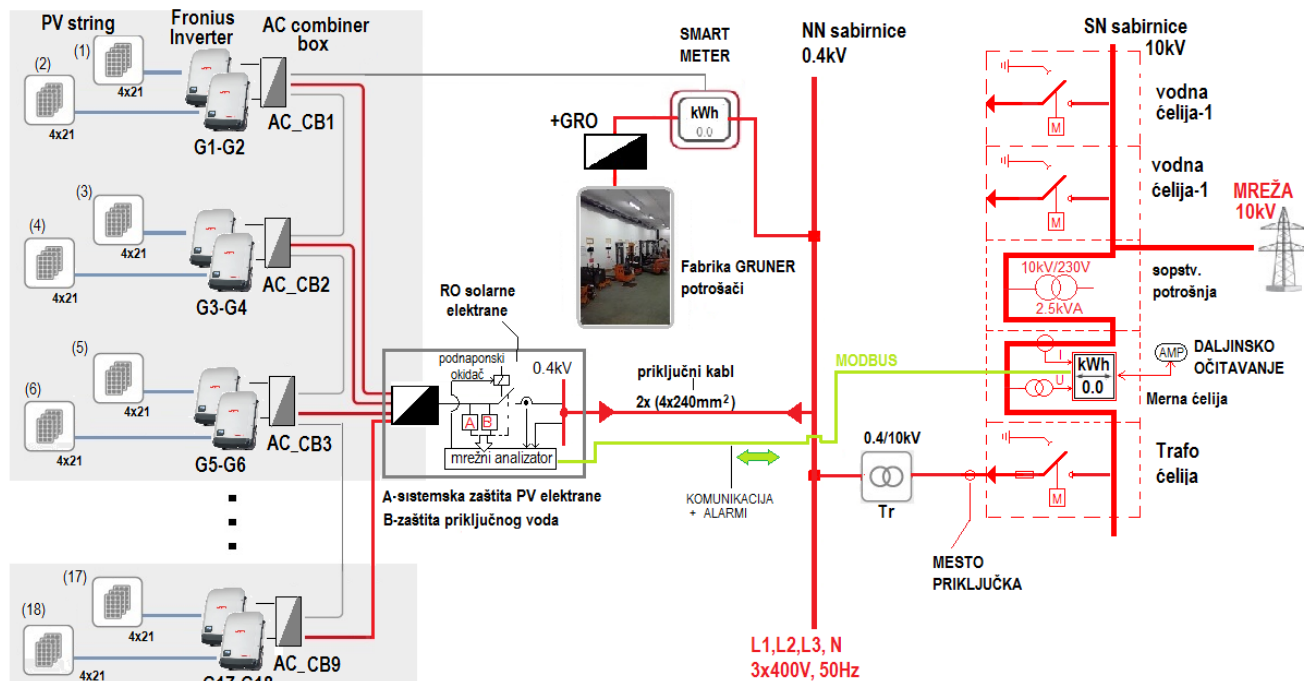
Za ukupnu instaliranu snagu od 559,4 kWp, očekivana godišnja proizvodnja sistema prema PVGIS kalkulatoru bi iznosila oko 689866kWh godišnje, odnosno mesečno u proseku od 57488kWh. Proizvodnja solarne energije iznad proseka se ima u periodu od aprila do septembra (maksimalna proizvodnja od oko 95MWh se ima za mesec jul, a za mesece april i septembar od oko 65MWh). Treba napomenuti da se i u mesecima jun i avgust takođe ima povoljna proizvodnja od oko 85MWh. Na zadatoj lokaciji, uzimajući u obzir gubitke energije koji postoje u sistemu, dobija se godišnja količina proizvedene električne energije od 1233 kWh po jednom instalisanom kW.

Emisija CO₂ po kWh električne energije na osnovu bilansa proizvodnje električne mreže u Srbiji u 2019. je iznosila oko 1,099 kg/kWh [9]. To znači da za godišnju proizvodnju električne energije od 689866 kWh, smanjenje emisije CO₂ bi iznosilo 758,16 tCO₂ godišnje.

III OPIS RADA SOLARNE PV ELEKTRANE

Na osnovu pravila o radu distributivnog sistema električne energije (DSEE)[10] na osnovu tehničkih preporuka[11-12], važećih u Republici Srbiji realizovan je paralelan rad solarne elektrane sa DSEE sa predajom energije u DSEE, pri čemu se proizvedena električna energija koristi za napajanje sopstvene

potrošnje, a višak proizvedene energije se predaje u električnu mrežu.



Slika 6. Principialna blok šema fotonaponske elektrane „GRUNER“

Realizovana solarna elektrana čija je principialna blok šema prikazana na Slici 6 [8], proizvodi električnu energiju za sopstvene potrebe, odnosno proizvedena električna energija se uglavnom koristi za potrošače u okviru objekta.

GRUNER Serbian d.o.o iz Vlasotinca je prva kompanija u Srbiji, čija solarna elektrana je priključena na osnovu Ugovora sa potpunim snabdevanjem električnom energijom sa neto obračunom. Na ovaj način je kompanija stekla status koji se u energetici popularno naziva kupac-proizvođač sa neto obračunom (tzv. „prozjumer“). Ugovor, u skladu sa novim Zakonom o OIE i pratećim uredbama koji uvode kategoriju kupac-proizvođač u energetiku Srbije, omogućuje fabrici GRUNER da višak proizvedene električne energije, koji nije potrošila predaje EPS Snabdevanju po ugovorenoj ceni. Ugovor o potpunom snabdevanju, na osnovu koga ova firma postaje komercijalni prozjumer, počeo je da važi od 1. aprila 2022. godine.

Koncept kupca proizvođača (tzv. „prozjumer“) sa neto obračunom, podrazumeva da se:

- (1) proizvedena električna energija koristi za sopstvenu potrošnju energije na potrošačima u fabrici, pri čemu se za tu utrošenu količinu energije manje energije preuzima iz distributivne mreže
- (2) u intervalima kada elektrana proizvodi manje energije od potrošnje električne energije u fabrici, nedostajuća električna energija preuzima iz distributivne mreže
- (3) u intervalima kada solarna elektrana proizvodi više električne energije od potrošnje fabrike, proizvedeni višak se vraća u distributivni sistem preko dvosmernog električnog brojila, pri čemu se energija koja je vraćena u

sistem obračunava po nižoj ceni u odnosu na preuzetu električnu energiju iz distributivnog sistema.

DC razvod

Na realizovanom solarnom postrojenju je ugrađeno 1512 monokristalnih solarnih panela tipa Ulica Solar UL-370M-120 *Haficut*, monokristalni, snage 370 W. Gubici snage usled porasta temperature na površini panela su oko $-0,36\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$. Prema radnim uslovima, i prema kataloškim podacima proizvođača izabranih panela, gubici nastali usled radne temperature panela od 60°C na datoj lokaciji, u odnosu na standardne uslove ispitivanja (STC), iznose oko 21%. Iz kataloških podataka su takođe usvojeni gubici od oko 3,2%, nastali usled efekata refleksije svetlosti na solarnim panelima.

Nizovi solarnih panela (popularno nazvani "stringovi") paralelno su povezani u DC razvodne kutije pre invertora u kojima su smeštene zaštitne komponente (zaštitni topivi gPV osigurači na vodovima, odvodnici prenapona i rastavljač). Solarni paneli su zaštićeni od moguće pojave inverzne struje, struja preopterećenja i kratkih spojeva sa gPV osiguračima.

Na svaki od invertora Fronius ECO 27.0.3-S sa implementiranim MPPT algoritmom praćenja tačke maksimalne snage (ukupno 18 invertora) su vezana četiri paralelna stringa. U okviru svakog stringa je vezan 21 panel na red. U tački maksimalne snage napon na jednom solarnom panelu je 34,1 V. Na ovaj način se dobija da je maksimalni napon stringa od 716.1 V pri maksimalnoj struji jednog stringa od 10,85 A (na 25°C). Napon otvorenog kola jednog solarnog panela je 41.4 V, tako da je napon otvorenog kola jednog stringa 870 V. Ovo je ujedno maksimalni DC ulazni napon svakog od invertora. Ukupna ulazna struja svakog od invertora je jednaka zbirnoj struji

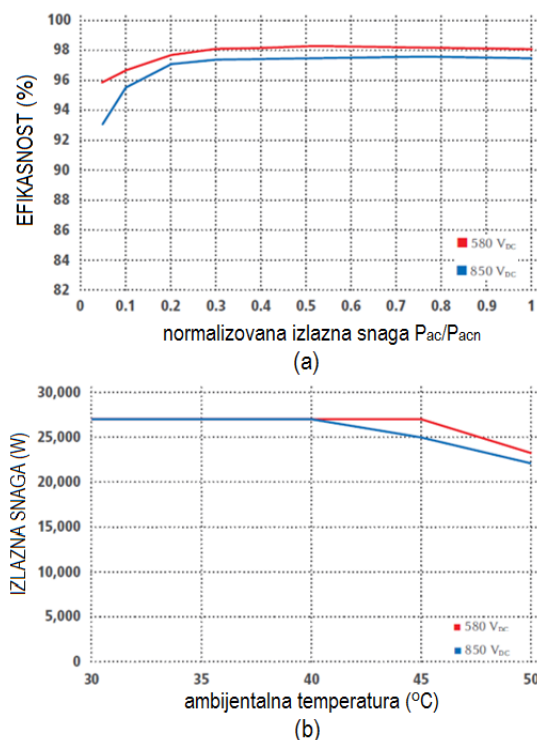
stringova, odnosno $4 \times 10,85 \text{ A} = 43,4 \text{ A}$. Razvod kablova na DC strani je ostvaren na nosačima kablova postavljenim ispod mehaničke konstrukcije solarnih panela. Od svakog stringa ka inverterima su položeni kablovi preseka 6 mm^2 , pri čemu je u proračunima projekta dobijen maksimalni gubitak od 2% u kablovima kod prenosa energije do ulaza invertora[8].

Na ulaznoj DC strani invertora postavljeni su dvopolni DC prekidači, radi razdvajanja instalacije pod naponom od 850 Vdc koji dolazi od redno vezanih solarnih panela (prema DIN VDE 0100-712). DC prekidači omogućuju bezbedno isključenje svakog stringa na ulazu invertora u toku rada. DC osigurači koji se nalaze u razvodnoj kutiji, omogućavaju da se izabrani niz fotonaponskih modula (PV string) isključi tako da preostali deo sistema može da nastavi da proizvodi električnu energiju.

Invertorski sistem

Mrežni ("on-grid") invertori napona proizvode trofaznu naizmeničnu struju napona 400 V, učestanosti 50 Hz i preko izlaznog razvodnog ormara solarne elektrane su priključeni preko NN sabirnice i transformatora 0.4/10 kV na trafo ćeliju kao što je prikazano na Slici 6.

Zahtevi koji se odnose na invertore preuzeti su iz DIN preporuka za projektovanje fotonaponskih sistema. Kako bi invertori obezbedili što efikasniji rad sistema, izabrani su invertori tipa Fronius ECO 27.0.3-S, izlazne snage od 27 kW, sa funkcijom „mirnog režima“ (engl. „standby“) za promenu režima rada tokom noći i sa malom potrošnjom energije. Efikasnost konverzije snage je iznad 95%. Na Slici 7 su prikazane osnovne karakteristike invertora Fronius ECO 27.0.3-S, za dve vrednosti ulaznog DC napona: 580Vdc i 850Vdc[8].



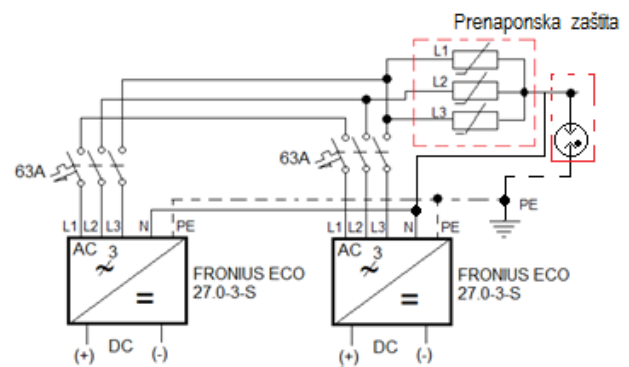
Slika 7. Karakteristike invertora Fronius Eco27.0-3-S
a) zavisnost efikasnosti od normalizovane izlazne snage,
b) izlazna snaga u zavisnosti od ambijentalne temperature

Na Slici 7.a prikazana je karakteristika efikasnosti invertora u (%) u zavisnosti od normalizovane izlazne snage. Na Slici 7.b prikazana je karakteristika slabljenja izlazne snage u zavisnosti od ambijentalne temperature. Sa karakteristike na Slici 7.a se uočava da je pri 90% opterećenja invertora i pri DC ulaznom naponu od 720Vdc (vrednost dobijena interpolacijom), njegova efikasnost oko 97%, odnosno da su njegovi gubici oko 3% ($\approx 810 \text{ W}$). Sa karakteristike na Slici 7.b se uočava da za DC ulazni napon 580 Vdc (850 Vdc) do ambijentalne temperature od 40°C (45°C) nema slabljenja izlazne snage. Za temperature okoline iznad 45°C i za DC napon od 720 Vdc se dobija maksimalno slabljenje snage solarnog panela od oko 4%. Sve pomenute karakteristike su bile veoma značajne pri dimenzionisanju AC razvoda solarne elektrane

U sistemu je obezbeđena je automatska međusobna sinhronizacija invertora, kao i sinhronizacija sa mrežom u vremenskom intervalu od minimalno 20 s, uz maksimalnu dopuštene tolerancije: (1) razlika napona manja od $\pm 10\%$ nazivnog napona, (2) razlika frekvencije manja od $\pm 0,5 \text{ Hz}$ i (3) razlika faznog ugla manja od $\pm 10^\circ$.

AC razvod

Na naizmeničnoj AC strani invertora su postavljeni AC sabirni ormani (engl. „AC combiner box“), AC_CB1÷AC_CB9 sa IP65 zaštitom i zaštitom od UV zračenja. Način povezivanja jednog invertorskog para preko ovog sabirnog AC ormara je dat na Slici 8 [8]. Izlazna AC strana invertora je zaštićena je od preopterećenja i kratkih spojeva sa automatskim zaštitnim prekidačima.



Slika 8. Prikaz sabirnog invertorskog ormara (AC razvod)

U sabirnom ormanu svakog pojedinačnog para invertora se postavljaju automatski prekidači 63A za prekostrujnu zaštitu. U isti razvodni orman se postavlja AC prenaponska zaštita i trolpolni rastavljač sa nožastim osiguračima od 100A za prekostrujnu zaštitu priključnog kabla na podrazvodu. Od sabirnih ormara invertora, obrazuje se 9 podrazvoda koji vode do razvodnog ormara solarne elektrane. Devet kablovskih podrazvoda su izvedeni kablovima NYY $4 \times 35 \text{ mm}^2$ i provodnikom P/F 16 mm^2 , za uzemljenje. Najduži podrazvod na udaljenosti je oko 95m do razvodnog ormara, a najkraći na udaljenosti od 5m do razvodnog ormara solarne elektrane.

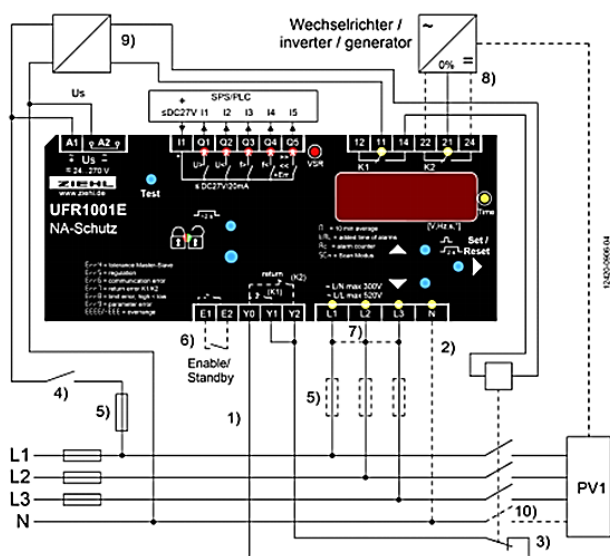
Razvodni orman (RO) solarne elektrane

U RO solarne elektrane, postavljeni su rastavljači sa NV00 nožastim osiguračima 100A, za svaki dolazni kabl sa sabirnog

ormana kod invertora. Iza nožastih osigurača postavljaju se odvodnici prenapona. Spojni prekidač solarne elektrane je tropolni (3P) kompakt prekidač MC4 za nominalnu struju od $I_n=800$ A, sa termičkom strujnom zaštitom opsega $(0.8\div 1)\times I_n$ 800 A, prekostrujnom zaštitom opsega $(2\div 12)\times I_n$ i podnaponskim okidačem. Ovaj spojni prekidač je smešten u odvodno polje RO solarne elektrane[8].

Pored ovog prekidača u spojnom polju je obezbeđeno merenje faznih i međufaznih napona, linijskih struja, aktivne i reaktivne snage, faktora snage kao i akvizicija digitalnih signala (alarm): detekcija uključenja glavnog prekidača, ispad usled prekostrujne zaštite, ispad automatike za komandna kola. U ovom delu je obezbeđeno i daljinsko uključenje i isključenje glavnog prekidača preko podnaponskog okidača. Svi ovi signali (analogni i digitalni) se daljinski šalju ka sistemu za daljinsko očitavanje u TS 10/0.4 kV. Informacije o analognim merenjima se ka ovom sistemu šalju preko komunikacionog UTP kabla (MODBUS komunikacija), dok se digitalni signali šalju preko višezilnog signalnog kabla 5x1,5 mm².

U spojnim polju RO solarne elektrane su takođe postavljeni sistemska zaštita solarne elektrane koja obuhvata frekventnu i podnaponsku/nadnaponsku zaštitu, koje obezbeđuje kontroler Ziehl UFR 1001E[13], koji je prikazan na Slici 9. Pri ovome se obezbeđuje rad elektrane u definisanim granicama napona i frekvencije. Kao što pokazuje Slika 9, komandni signali iz kontrolera su povezani sa glavnim kontaktorom (nominalne struje 800A).



Slika 9. Povezivanje kontrolnog modula UFR1001E i sistemskih zaštita solarne elektrane[13]

Pozicija (1) predstavlja digitalni ulaz u kontroler na priključcima Y0-Y1 na koji se dovodi signal sa pomoćnog kontakta (3) glavnog kontaktora (10). Na ovom ulazu kontroler dobija informacije o statusu glavnog kontaktora na AC razvodu solarne elektrane. Kontrolni namotaj (špulna) kontaktora je dat na poziciji (2) i on je kontrolisan digitalnim izlazom kontrolera (relejnim izlazom) K1. Daljinsko isključenje postrojenja se ostvaruje prekidačem (4) koji preko osigurača (5) napaja kontroler preko priključaka A1-A2. Dozvola rada kontrolera se

ostvaruje digitalnim signalom („Enable/Standby“) koji se dovodi na digitalni ulaz (6) označen priključcima E1-E2. Kada je ovaj kontakt zatvoren kontroler je u režimu „stand-by“ i tada su oba digitalna izlaza K1 i K2 isključeni. Kada je ovaj kontakt otvoren (režim „Enable“) tada je digitalni izlaz K1 uključen i on obezbeđuje uključenje glavnog kontaktora solarne elektrane. Pozicija (9) prikazuje izvor napajanja digitalnih izlaza kontrolera kao i špulne glavnog kontaktora. Na poziciji (7) je prikazano kolo za monitoring mrežnih linijskih i faznih napona. Pozicija (8) prikazuje sistem za aktiviranje kontakta K2 na regulatoru. Ovaj kontakt služi za dodatno isključivanje postrojenja PV1. Putem ovog izlaza je obezbeđena jednostruka detekcija greške tzv. „single fault detection“). U okviru sistema kontrole solarne elektrane, su između ostalog i implementirani sistemi zaštita (pod naponske $U <$, prenaponske $U >$, pod frekventne $f <$, nad frekventne $f >$, prekostrujne, odnosno zaštite od preopterećenja $I >>$), čije se dejstvo ostvaruje na digitalnim ulazima Q1-Q5 kontrolera.

Od razvodnog ormana solarne elektrane, podzemnom kablovskom vezom sa provodnicima $2\times(4 \times 240 \text{ mm}^2)$, ostvarena je veza između RO solarne elektrane i razvodnog postrojenja u transformatorskoj stanici 0,4/10 kV. Zaštita svakog od ova dva voda solarne elektrane ostvaruje se prekostrujnom zaštitom sa nožastim osiguračima od 400A, koji su postavljeni u RO solarne elektrane.

Inteligentni merač SM (tzv. „Smart Meter“), odnosno pametno dvosmerno brojilo 50kA-3 proizvodnje Fronius [14] i priključni vodovi solarne elektrane su povezani na NN bakarne sabirnice u postojećoj transformatorskoj stanici (TS), kao što je prikazano na Slici 6. SM uređaj omogućava efikasan rad sistema, kontroliše tokove električne energije ka potrošnji i ka mreži, pronalazi uzroke eventualnih grešaka i vrši kontrolu ukupne potrošnje električne energije u fabrici. Ovaj uređaj takođe obezbeđuje pametni energetske menadžment koji se tiče snaga (aktivne, reaktivne, prividne), faktora snage i energetske potrošnje fabrike.

Transformatorska stanica

Postojeća transformatorska stanica je naponskog prenosnog odnosa 0,4/1 0kV snage 630 kVA. Solarna elektrana preko nje ostvaruje paralelan rad sa DSEE. Na osnovu dobijenih uslova za projektovanje i priključenje elektrane od EPS distribucije Niš, kao i Lokacijskih uslova izdatih od opštine Vlasotince, solarna elektrana je projektovana da ostvaruje maksimalnu izlaznu snagu od oko 486 kW (uzeti su u obzir ukupni gubici od 5 %). Ukupna snaga solarne elektrane je takva da bi u određenim režimima rada potrošnje u fabrici, mogla da zadovolji potrebe za električnom energijom koju koristi objekat i da predaje viškove električne energije u mrežu, ali da nikada ne prelazi maksimalnu snagu od 500 kW. Snaga solarne elektrane je manja od odobrene snage preuzimanja na mestu priključenja, koja iznosi 560 kW [8].

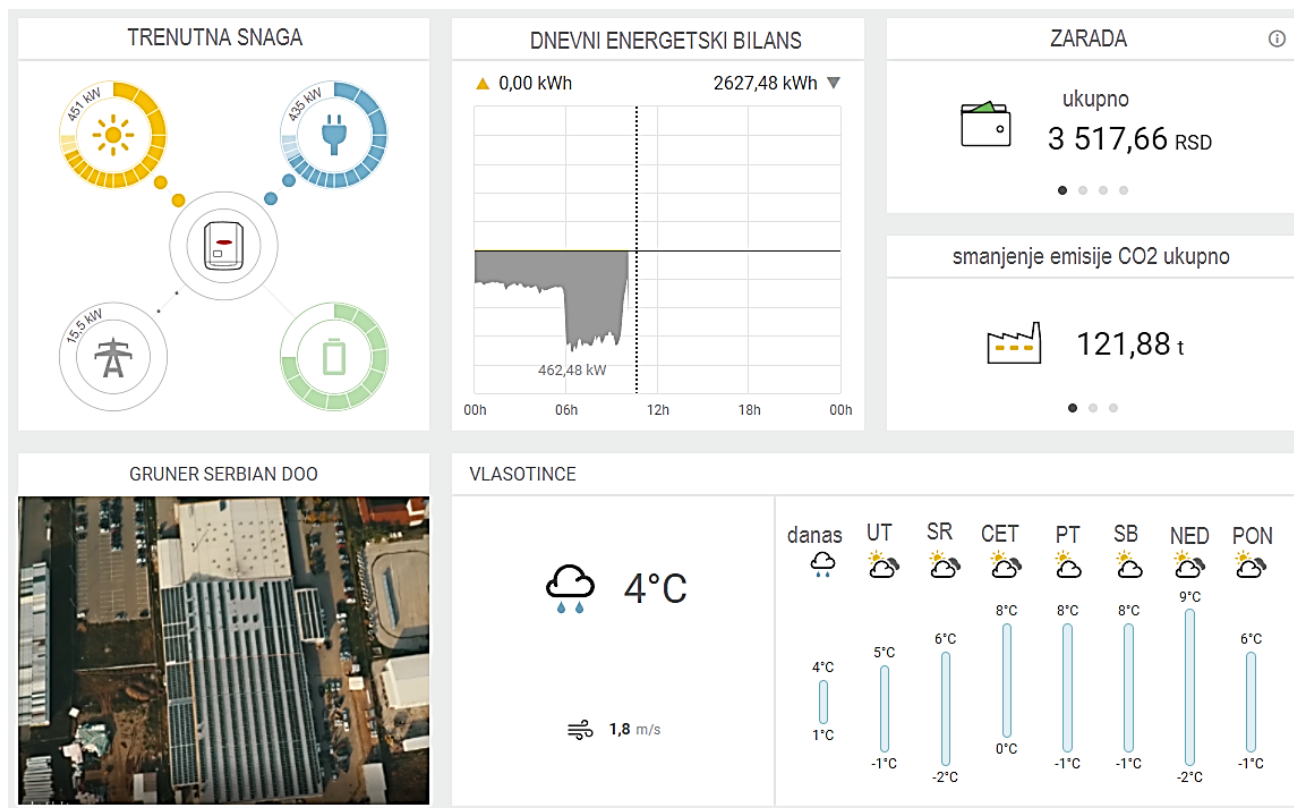
Merenje proizvedene električne energije je ostvareno na srednjem naponu od 10 kV. U objektu mesta priključenja (OMP) je postavljen novi merni uređaj za obračunsko merenje primopredaje električne energije.

Predviđena je mogućnost daljinskog nadzora parametara i mogućnost isključivanja solarne elektrane od strane operatora distributivnog sistema (ODS), u slučaju da parametri rada

elektrane odstupaju od utvrđenih kriterijuma. Proizvedenu električnu energiju elektrana će predati na priključku koji je izveden iza mernog mesta, na naponu od 10kV. Na taj način umanjuje se energija koju fabrika preuzima iz distributivnog sistema, dok se višak električne energije preko četvorokvadrantnog brojlara registruje prilikom predaje energije u mrežu.

Pre priključenja solarne elektrane na mrežu obezbeđena je sinhronizacija izlaznih faza invertora sa fazama mreže. Nakon

sinhronizacije, elektrana se priključuje i predaje energiju potrošačima i mreži. Ukoliko dođe do nestanka mrežnog napona (napona na priključnom kablju ka solarnoj elektrani), zaštita solarne elektrane otvara kontakte prema kablju, dvostruka zaštita od ostrvskog rada isključuje invertore, tako da elektrana ne može da predaje energiju ka sabirnicama na 0.4kV. U Tabeli 1 su dati osnovni podaci o projektovanoj solarnoj elektrani za proizvodnju električne energije, na osnovu odabrane snage invertora i broja solarnih panela.



Slika 10. Bilans i raspodela snaga i energija na dan 21.03.2022. na FNE „Gruner“

Tabela 1. Osnovni podaci o objektu za proizvodnju električne energije (fotonaponska elektrana „GRUNER“)

Maksimalna izlazna snaga elektrane	486 kW
Izlazni napon iz elektrane	0,4 kV
Odobrena snaga postojećeg priključka	560 kW
Način rada	Paralelno sa DSEE
Maksimalna snaga solarnih panela	559,4 kWp
Maksimalna snaga kojom se predaje energija u DSEE	486 kW
Očekivana godišnja proizvodnja elektrane	690000 kWh

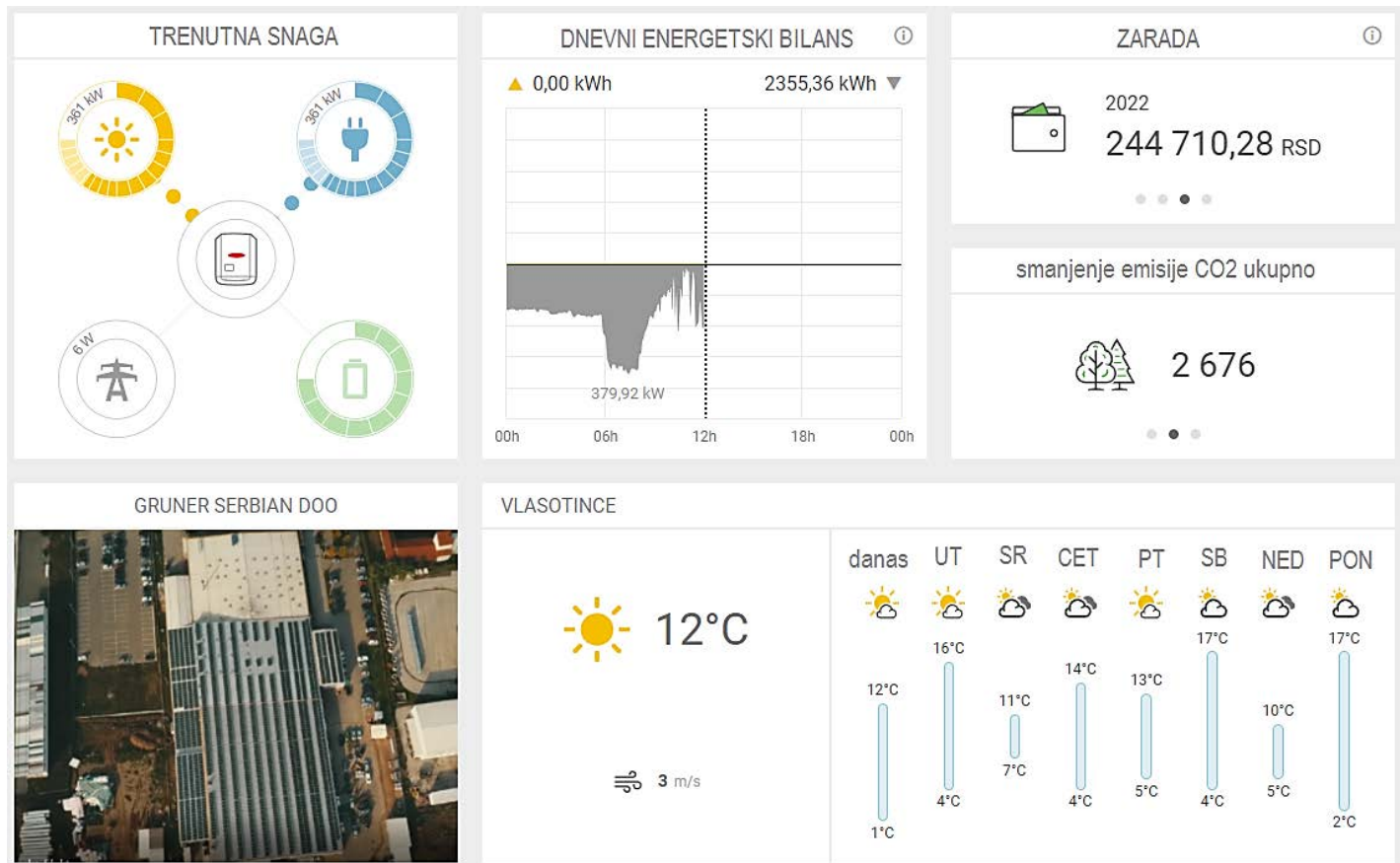
Napon na mestu priključenja na DSEE	10 kV
-------------------------------------	-------

III PRAĆENJE RADA FOTONAPONSKE ELEKTRANE

Sistem nadzora solarne elektrane je projektovan da u realnom vremenu dostavlja informacije o stanju u sistemu, trenutnoj proizvodnji električne energije, sa mesečnim i godišnjim praćenjem proizvedene električne energije. Fronius Solar.web portal omogućuje korisniku da putem WEB sajta i aplikacija za Android i Apple mobilne telefone proverava status rada elektrane i količinu proizvedene električne energije. Za praćenje rada i komunikaciju putem interneta i pristup portalu predviđen je 3G/4G ruter TP-Link TL-MR3420 (Wireless Ruter 300Mbps 3G/4G) koji sadrži USB modem. Na Slici 10. je dat prikaz praćenja dnevne, nedeljne i godišnje proizvodnje preko Fronius Solar.web portala.

Na Slici 10 je dat prikaz raspodela snaga i bilans proizvedene električne energije na dan 21.03.2022., koja je dobijena sa Fronius Solar.web portala. Što se tiče raspodele aktivnih snaga uočava se da je snaga proizvedena iz solarnih panela FNE 451 kW, a da je potrošnja fabrike GRUNER iznosila 435 kW.

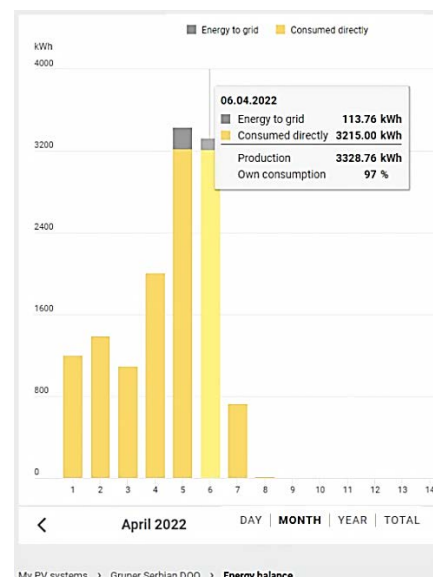
Razlika u snazi od 15,5 kW je bila isporučena DSEE-u. Što se tiče energetskog bilansa uočava se da pri radu FNE u intervalu od oko 6 h proizvedena električna energija od oko 2628 kWh. Na pomenutom Web portalu je dat prikaz i meteoroloških podataka (temperatura ambijenta, brzina vetra, vlažnost i sl.)



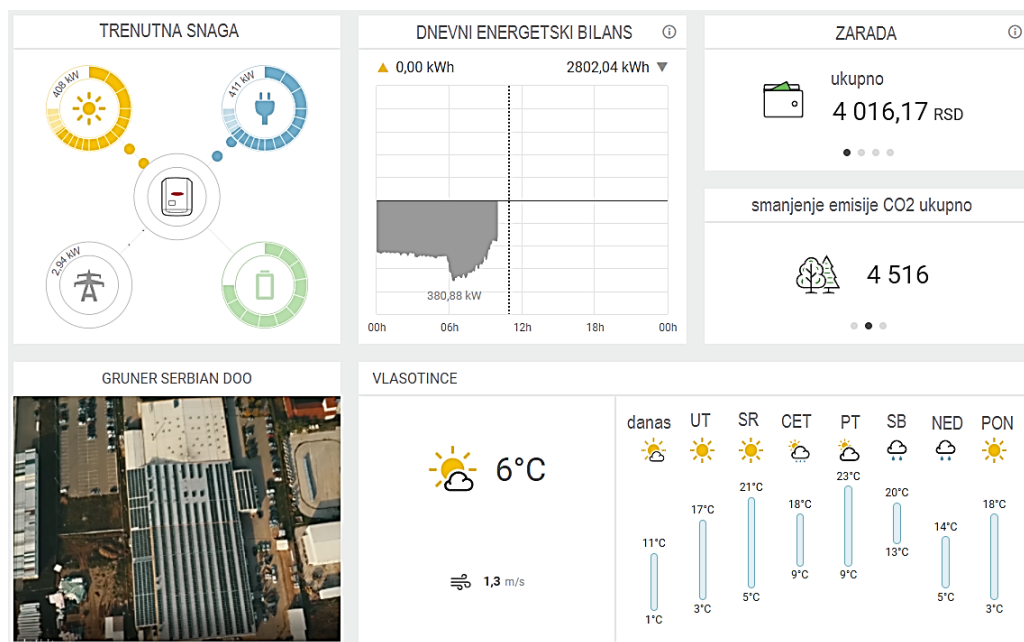
Slika 11. Eksploatacioni rad FNE „Gruner“ u režimu prilagođenja sopstvene potrošnja na dan 21.03.2022. na FNE

Na Slici 11 je prikazana raspodela snaga i bilans proizvedene električne energije iz FNE na dan 23.03.2022. U ovom delu je takođe izvršeno merenje aktivne snage, a kao rezultat merenja uočava se da je u režimu prilagođenja, pri sopstvenoj potrošnji, proizvodnja snage iz solarnih panela iznosila 361 kW, koliko je približno bilo potrebno za internu potrošnju fabrike (približne snage 351 kW). U tom momentu, elektrana je radila u režimu „sopstvene potrošnje“ bez predaje viškova energije u DSEE. Bilans dnevne raspodele energije je bio takav da je proizvedena energija u intervalu od 6 h do 13 h, iznosila oko 2355 kWh. Procenjeno smanjenje emisije i CO₂ je iznosilo oko 2,65 t tog dana.

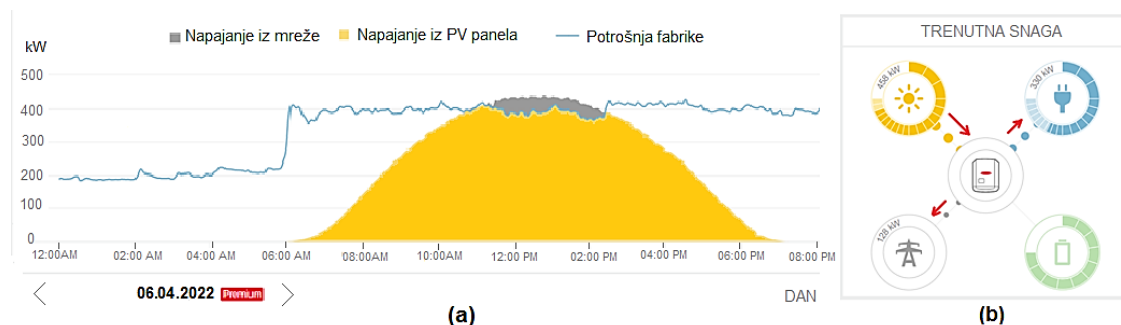
Na Slici 12 je prikazan „izlazak“ FNE na mrežu, odnosno dijagrami proizvedene energije koja se raspodeljuje na potrošače počev od 01.04.2022. do 07.04.2022. Uočava se da je maksimalna snaga proizvodnje iznosila 05.04.2022. oko 3328 kWh, od toga je proizvedeno u DSEE oko 113,8 kWh. Takođe 04.04.2022., je izvezeno u mrežu oko 211 kWh, što je iznosilo 6% od ukupne proizvodnje iz solarne elektrane, dok je ostalih 94% proizvedene energije iz solarne elektrane iskorišćeno na internu potrošnju fabrike.



Slika 12. Priključenje FNE na mrežu-detalj prikaza energetskog bilansa



Slika 13. Eksploatacioni rad FNE „Gruner“ u režimu prilagođenja sopstvenoj potrošnji na dan 05.04.2022.



Slika 14. Energetski bilans proizvodnje i potrošnje električne energije solarne elektrane snimljen tokom sunčanog dana 06.04.2022, a) profil proizvodnje i potrošnje u vremenu, b) prikaz tokova snaga na Fronius Solar.web portalu

Na Slici 13 je prikazana raspodela snaga i bilans proizvedene električne energije iz FNE na dan 05.04.2022. U ovom delu je takođe izvršeno merenje aktivne snage, a kao rezultat merenja uočava se da je u režimu pri sopstvenoj potrošnji FNE, proizvodnja snage iz solarnih panela iznosila 408 kW, koliko je približno bilo potrebno za internu potrošnju fabrike (približna snaga od 411kW), a veoma mali, čak i neznatni deo električne energije (oko 3kW) je predat u DSEE. Ukupna proizvedena energija je iznosila 2802kWh.

Na Slici 14 je prikazan energetski bilans proizvodnje i potrošnje električne energije solarne elektrane snimljen tokom sunčanog dana 06.04.2022. Na Slici 14.a je prikazan dijagram sa profilom proizvodnje i potrošnje električne energije. Plava linija prikazuje profil potrošnje električne energije objekta, dok žuta oblast prikazuje proizvodnju električne energije iz solarne elektrane, a siva oblast deo električne energije koji je vraćen u distributivni sistem. Na Slici 14.b se vidi prikaz proizvodnje i tokova snaga u realnom vremenu, dobijen sa Fronius Sola.web portala. Uočava se da je u podne 06.04.2022. solarna elektrana proizvela više energije od potrošnje objekta i da je vratila 128 kW u distributivni sistem.

IV REALIZACIJA FOTONAPONSKE ELEKTRANE

U ovom poglavlju su dati neki rezultati realizacije instalacije solarne elektrane 500kW u fabrici „Gruner“ Serbian d.o.o. Izvođenje solarne elektrane je ostvareno u ulici Marka Oreškovića bb, na katastarskim parcelama 864/13 i 864/18, KO Vlasotince Varoš, grad Vlasotince. Investitor kompletnog postrojenja je bila firma „Gruner“- Serbian d.o.o. (Rešenje o građevinskoj dozvoli br. 03-351-6/2021., od 23.02.2021). Datum početka radova je bio 15.07.2021, a datum završetka radova 15.10.2021.

Na putu za dobijanje građevinske dozvole bilo je prvo neophodno dobiti uslove za projektovanje i priključenje od nadležne elektrodistribucije. Nakon toga je bilo potrebno izvršiti izradu idejnog rešenja (IDR) za dobijanje lokacijskih uslova i projekta za građevinsku dozvolu (PGD) u cilju dobijanja građevinske dozvole. FNE je izvedena od strane firme CONSEKO d.o.o., Beograd [15] u pomenutom periodu i puštena je u probni rad sredinom oktobra 2021., a upotrebna dozvola za rad je izdata 30.12.2021. Od tada je FNE zvanično u eksploatacionom radu. Fabrika GRUNER je 30.03.2022.

zaključila sa JP EPS, Ogranak „EPS Snabdevanje“ ugovor o potpunom snabdevanju električnom energijom za period 01.04.2022 do 31.12.2023. godine.

Na Slici 15 je prikazana dispozicija solarnih panela montiranih na krovu iznad hala 2 i 3 fabrike GRUNER. Za montažu solarnih panela su korišćene aluminijumske podkonstrukcije: (1) K2 Systems Triangle Nemačke proizvodnje, za solarne panele na velikom krovu, pored polja Solatube rasvete, kao što pokazuju sa dodatnim nagibom od 15° ka jugu, (2) K2 Systems Mini 5, Nemačke, sistem sertifikovan za solarne panele za montažu na trapezni lim, sa dodatnim nagibom na nadstrešnici i delu krova (za maksimalno iskorišćenje površine).

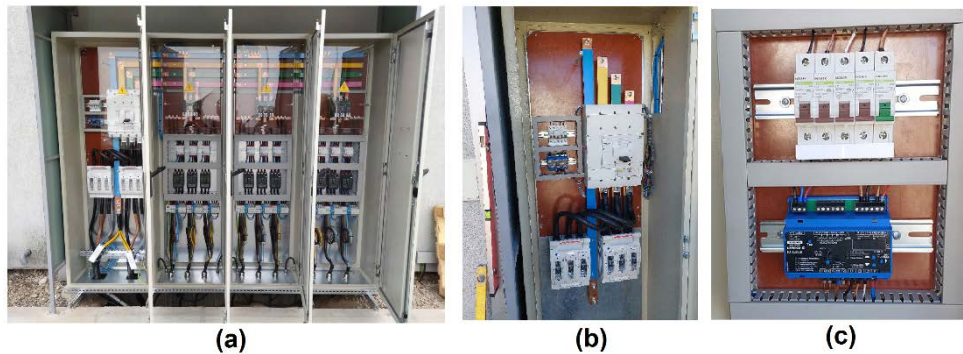
Na Slici 16 su prikazane pozicije na konstrukciji objekta fabrike na kojima su montirani invertorski parovi i pripadajući sabirni AC ormari (engl. „AC combiner box“). Kućišta invertora, kao i AC sabirni ormari su izvedeni u stepenu zaštite IP65 čime je onemogućen prodor prašine i vode u njihovu unutrašnjost. Na Slici 16(a) je prikazan detalj montaže invertora na zidu iznad ulaza u halu 3. Na Slici 16(b) je prikazana pozicija na bočnom zidu - prelaz između hale 1 i hale 2, dok je na Slici 16(c) prikazana pozicija na zidu iznad zadnjeg krova. Na Slici 16(d) su prikazani detalji montaže invertorskih parova i sabirnih kutija na zidu na prelazu između hale 1 i hale 2, odnosno na zidu ispod zadnjeg krova, zajedno sa kablovskim regalima na kojima su montirani priključni kablovi invertora i sabirnih AC ormara.



Slika 15. Dispozicija solarnih panela na krovu fabrike; a), b) Al podkonstrukcija K2 Systems Triangle na halama 2 i 3, c), d) Al podkonstrukcija K2 Systems Mini na delu krova i nadstrešnici



Slika 16. Dispozicija montaže invertora i pripadajućih sabirnih ormara; (a) pozicija na zidu iznad ulaza u halu 3, (b) pozicija na bočnom zidu-prelazu između hale 1 i hale 2, (c) pozicija na zidu iznad zadnjeg krova, (d) detalji montaže invertorskih parova i sabirnih AC ormara



Slika 17. Dispozicija GRO solarne elektrane na naponskom nivou 0.4kV

a) raspored polja energetskog ormana, b) izgled spojnog polja RO solarne elektrane, c) montaža kontrolnog modula UFR 1001E

Na Slici 17 je dat izgled unutrašnjosti GRO solarne elektrane i raspored polja energetskog ormana. Na Slici 17(a) su prikazani sa leva na desno: odvodno (spojno) polje sa glavnim prekidačem 800A i upravljačkom jedinicom, i kontaktorska polja 1, 2 i 3. Na Slici 17(b) je dat detalj prikaza spojnog polja sa glavnim kompaktnim prekidačem Na Slici 17(c) je dat detalj montaže upravljačkog modula UFR1001E.

V ZAKLJUČAK

U radu su predstavljena neka iskustva u eksploataciji i detalji izvođenja krovne fotonaponske elektrane (FNE) maksimalne snage 500kW, koja je montirana na krovu fabrike GRUNER Srbija u Vlasotincu. Na zadatoj lokaciji, uzimajući u obzir gubitke energije koji postoje u sistemu, prema projektu je procenjena proizvodnja električne energije od 1233kWh po jednom instalisanom kW godišnje, odnosno u ukupnom iznosu oko 690MWh. Sa stanovišta dekarbonizacije je data veoma bitna procena da je za godišnju proizvodnju električne energije od oko 690MWh, smanjenje emisije CO₂ oko 758.16 t godišnje. Predviđeni period za izvođenje solarne elektrane je bio od 15.07-15.10.2021. Fabrika GRUNER je 30.03.2022. zaključila sa JP EPS, Ogranak „EPS Snabdevanje“ zaključila ugovor o potpunom snabdevanju električnom energijom za period 01.04.2022 do 31.12.2023. Ovim je fabrika GRUNER postala prvi zvanični kupac-proizvođač (tzv. prozjumer) sa neto obračunom u Republici Srbiji.

ZAHVALNICA/ACKNOWLEDGEMENT

Autori se najtoplije zahvaljuju kolegincima Maji Lepojević i Aleksandri Stojanović iz JP EPS-Ogranak EPS Snabdevanje, Niš, koje su u procesu finalne faze ovog projekta i dobijanja statusa prozjumer, svojim angažovanjem u mnogome doprineli na realizaciji pomenutog Ugovora i projekta u celini.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] *Statistical Review of World Energy*, 2021. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf> [pristupljeno 04.03.2022]
- [2] Primary and final energy consumption in Europe, 2021. EEA <https://www.eea.europa.eu/ims/primary-and-final-energy-consumption> [pristupljeno 04.03.2022]
- [3] Vuković, M., Jovanović, A. Projekti solarnih fotonaponskih sistema u industriji, in Proc. *Energetika 2020*, Zlatibor, Srbija, pp. 60-64, 21-24. jun 2020.

- [4] Luque, A., Hegedus, S. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, A John Wiley and Sons, Ltd., United Kingdom, 2011.
- [5] Wenham, S.R., Green, M.A., Watt, M.E., Corkish, R. *Applied Photovoltaics*, Earthscan in the UK and USA, 2007.
- [6] *Guide to the Installation of Photovoltaic Systems*, Microgeneration Certification Scheme ('MCS'), London EC3M 3BE, 2012.
- [7] Despotović, Ž. V., Vuković, M. Projekat za građevinsku dozvolu (PGD)-Izgradnja fotonaponske elektrane za proizvodnju električne energije snage 500kW na krovu objekta fabrike za izradu releja i druge opreme „Gruner Serbian“, spratnost P, Marka Oreškovića bb, Vlasotince na k.p.864/13 i 864/18 K.O. Vlasotince, Januar 2021.
- [8] Vukovic, M., Despotovic, Z. V., Simonovic, B. Design and construction of a photovoltaic solar power plant of 500 kW on the roof of the factory "GRUNER" Serbian Ltd. -Vlasotince, in Proc. *Proceedings of International Symposium Power Plants 2021*, Belgrade, Serbia, 17-18 November, 2021.
- [9] Perspektiva razvoja malih biogas postrojenja na bazi stajnjaka i njen uticaj na proizvodnju energije, smanjenje emisije GESB i ruralni razvoj u Srbiji, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), 2019.
- [10] Elektrodistribucija Srbije, Pravila o radu distributivnog sistema električne energije (DSEE), 2017, https://www.epsdistribucija.rs/propisi/Pravila_o_Radu_20072017.pdf [pristupljeno 04.03.2022]
- [11] Elektrodistribucija Srbije, Pravila o radu Distributivnog sistema. http://epsdistribucija.rs/pdf/Nacrt_PravilaORaduDS.pdf [pristupljeno 04.03.2022]
- [12] Elektrodistribucija Srbije, Tehnička preporuka Elektrodistribucije Srbije TP-1a, 2000, https://www.epsdistribucija.rs/interni_standardi/preporuke/TP%201a.pdf [pristupljeno 04.03.2022]
- [13] JP EPS Direkcija za distribuciju električne energije Srbije Beograd. Tehnička preporuka br.16 - Osnovni tehnički zahtevi za priključenje malih elektrana na distributivni sistem, 2003, https://www.epsdistribucija.rs/interni_standardi/preporuke/TP%2016.pdf [pristupljeno 04.03.2022]
- [14] User manual for controller Ziehl UFR 1001E, Victron, 2018, <https://www.victronenergy.com/upload/documents/Ziehl-Voltage-&-Frequency-relay-UFR1001E.pdf> [pristupljeno 04.03.2022]
- [15] Manual for Smart Meter 50kA-3, Fronius, 2017, <https://ecoproduct.sk/product/21656/download/Manu%C3%A1l%20meter%20EN.pdf> [pristupljeno 04.03.2022]
- [16] Conseco. Solarne elektrane, <https://www.conseco.rs/solarne-elektrane> [pristupljeno 04.03.2022]

AUTORI/AUTHORS

dr Miodrag Vuković, CONSEKO d.o.o, Beograd, m.vukovic@conseco.rs, ORCID [0000-0003-0158-192X](https://orcid.org/0000-0003-0158-192X)
dr Željko V. Despotović, Institut "Mihajlo Pupin", Univerzitet u Beogradu, zeljko.despotovic@pupin.rs, ORCID [0000-0003-2977-6710](https://orcid.org/0000-0003-2977-6710)
msr Bojan Simonović, GRUNER Serbian d.o.o., Vlasotince, bojan.simonovic@gruner.de, ORCID [0000-0001-5138-8082](https://orcid.org/0000-0001-5138-8082)

Procena mesta nastanka kvara na električnom vodu primenom veštačkih neuralnih mreža

Fault Location on Extra-High Voltage Transmission Lines Using Neural Networks

Milorad Zakić^{*,**}, Goran Kvaščev^{**}

^{*} Saturn Electric d.o.o. Beograd

^{**} Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu

Rezime - U ovom radu je obrađena jedna relativno nova metoda za procenu mesta nastanka kvara na vodu, koja se bazira na primeni neuralnih mreža. Kako bi se izvršila provera efikasnosti ove metode, u programskom paketu MATLAB/Simulink je formiran model jednostavnog EES-a, koji čine dve visokonaponske mreže (ekvivalentirane Tevenenovim generatorom) povezane 100 km dugačkim dalekovodom. Pomoću ovog programskog paketa su simulirani različiti tipovi kvarova na različitim pozicijama na vodu. Vrednosti faznih struja i međufaznih napona koje generišu ovi kvarovi predstavljaju podatke koji se dovode na ulaz neuralne mreže. Na osnovu ovih ulaznih veličina i izlazne vrednosti koja je jednaka stvarnom rastojanju mesta kvara od početka voda (odnosno pozicije lokatora kvara), moguće je izvršiti obučavanje neuralne mreže. Obučavanje neuralne mreže je izvršeno pomoću softverskog alata *nn toolbox* (eng. *Neural Network Toolbox*), koji je sastavni deo programskog paketa MATLAB.

Ključne reči - lokacija kvara, dalekovod, neuralne mreže, MATLAB/Simulink.

Abstract - This paper deals with the application of neural networks to fault location on extra-high voltage (EHV) transmission lines. A relatively simple power system, consisting of two 220 kV power grids connected with one transmission line, has been modelled using MATLAB/Simulink software. Simulating different fault scenarios (fault types, locations, resistances, and inception angles), the proposed neural network fault locator was trained using various sets of terminal line data (line-to-line voltages and phase currents). Feedforward networks have been employed along with the backpropagation algorithm. An analysis of the neural networks with a varying number of hidden layers and neurons per hidden layer has been performed in order to validate the choice of the neural networks in each step. All analyses were carried out using Neural Network Toolbox.

Index Terms - Fault location, Transmission line, Neural networks, MATLAB/Simulink.

I UVOD

Kada se dogodi kvar na vodu, reagovala sistem relejne zaštite i isključiti vod iz pogona. Koliko će vod biti van pogona zavisi od kompleksnosti kvara i brzine lociranja kvara. Distantni zaštitni uređaji novije generacije sadrže funkciju lokacije kvara, koja je od izuzetnog značaja zbog toga što su kvarovi na vodovima često vizuelno neprimetni. Većina zaštitnih uređaja locira mesto kvara na vodu na osnovu proračuna impedanse do mesta kvara [1].

U ovom radu je obrađena jedna relativno nova metoda za procenu mesta nastanka kvara na vodu, koja se bazira na primeni neuralnih mreža. Ova metoda je sve popularnija, uzimajući u obzir da se pomoću iste kvar locira sa manjom greškom i značajno brže u odnosu na metodu merenja impedanse do mesta kvara. Uopšteno govoreći, princip lokacije kvara na vodu primenom neuralnih mreža se zasniva na tome da se neuralna mreža obučava na osnovu unapred poznatih ulaznih i izlaznih podataka. Izlazni podatak je rastojanje mesta kvara od pozicije lokatora kvara, dok je vektor ulaznih podataka definisan efektivnim vrednostima faznih struja i međufaznih napona voda. Nakon završenog procesa obučavanja, neuralna mreža se testira tako što, na osnovu datih ulaznih podataka, ista na svom izlazu daje procenjene vrednosti rastojanja mesta kvara od lokatora kvara. Razlika procenjene i stvarne vrednosti lokacije kvara mora biti manja od unapred definisane minimalne vrednosti.

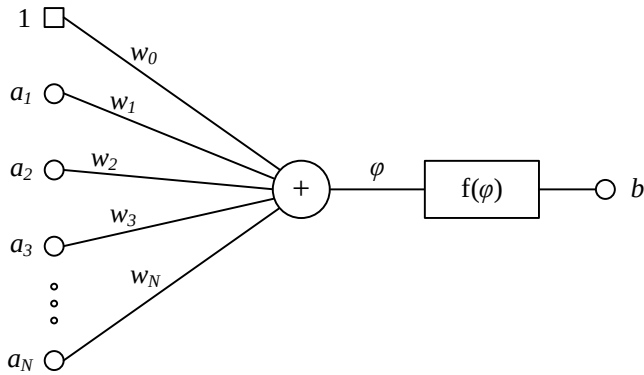
II UVOD U NEURALNE MREŽE

Neuralna mreža se može opisati kao skup jednostavnih procesora organizaciono podeljenih u više slojeva (eng. *layers*). U zavisnosti od izabrane strukture neuralne mreže, veze između ovih procesora (koje su inspirisane vezama između bioloških elementarnih neurona, te otuda i naziv neuralna mreža) mogu biti realizovane na različite načine. Generalno, postoje dva osnovna tipa struktura neuralnih mreža. Prvi tip mreža su takozvane *feedforward* neuralne mreže, kod kojih se izlazi iz procesora ne vraćaju kao ulazi u procesore koji pripadaju istom sloju ili prethodnim slojevima. Drugi tip strukture neuralne mreže je *feedback* neuralna mreža, koje imaju osobinu da se izlazi iz procesora vraćaju kao ulazi u procesore koji pripadaju istom sloju ili prethodnim slojevima [2]. Uzimajući u obzir to da je u isto vreme i veoma efikasna i veoma jednostavna, u ovom radu će se koristiti samo prvi tip strukture neuralnih mreža, te će se iz

tog razloga isti detaljnije obraditi. Međutim, da bi se to učinilo, najpre je potrebno objasniti model procesorskog elementa.

A. Model procesorskog elementa

Klasičan model jednog procesorskog elementa [2], koji je deo neuralne mreže, prikazan je na slici 1.



Slika 1. Model procesorskog elementa

Veličine $a_1, a_2, a_3, \dots, a_N$ predstavljaju vrednosti dobijene na izlazima iz procesora koji pripadaju prethodnom sloju, dok φ predstavlja sumu ovih veličina prethodno pomnoženih težinskim koeficijentima $w_1, w_2, w_3, \dots, w_N$ i težinskog koeficijenta w_0 :

$$\varphi = \sum_{i=1}^N w_i a_i + w_0 \quad (1)$$

U izrazu (1) težinski koeficijent w_0 označava aktivacioni prag (eng. *bias*) procesorskog elementa, dok težinski koeficijenti $w_1, w_2, w_3, \dots, w_N$ predstavljaju snagu sinapsi kojima se ka posmatranom procesorskom elementu prenose pobudni signali sa procesorskih elemenata iz prethodnog sloja neuralne mreže. Ukoliko je vrednost težinskog koeficijenta veća od 0, sinapsa je eksitorna, dok je u slučaju negativne vrednosti koeficijenta sinapsa inhibirajuća. Ako između dva procesorska elementa neuralne mreže ne postoji veza, vrednost odgovarajućeg težinskog koeficijenta je jednaka nuli.

Cilj uvođenja takozvanog *bias* elementa, koji je nezavisan od izlaza iz procesorskih elemenata prethodnog sloja, jeste značajno brža konvergencija vrednosti koja se dobija na izlazu iz neuralne mreže ka odgovarajućoj željenoj vrednosti (štaviše, u nekim slučajevima je ova konvergencija nemoguća ukoliko se ne uvedu *bias* elementi).

Izlaz iz posmatranog procesorskog elementa je jednak vrednosti takozvane aktivacione funkcije ili funkcije prenosa:

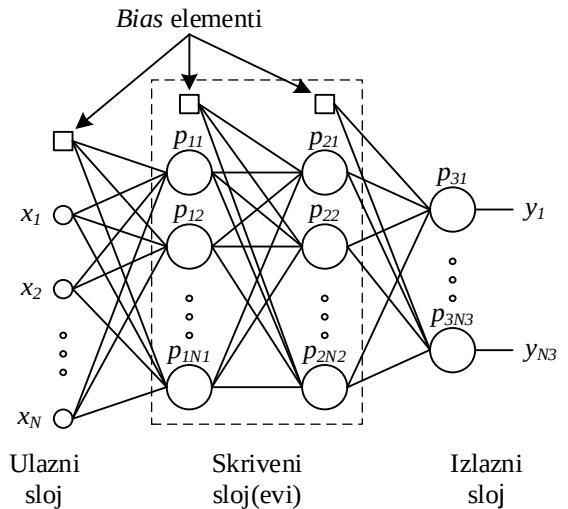
$$b = f(\varphi) = f\left(\sum_{i=1}^N w_i a_i + w_0\right) \quad (2)$$

U ovom radu je za tip aktivacione funkcije izabrana unipolarna sigmoidna funkcija, koja je definisana jednačinom [2]:

$$f(\varphi) = \frac{1}{1 + e^{-\lambda\varphi}} \quad (3)$$

B. Feedforward neuralne mreže

Feedforward neuralna mreža je relativno jednostavan tip neuralne mreže, kod koje je prenos (pobudnog) signala usmeren od ulaznih ka izlaznim čvorovima (procesorskim elementima) mreže. Na slici 2 je prikazana struktura višeslojne *feedforward* neuralne mreže. Uopšteno govoreći, ova mreža se sastoji od tri sloja. Prvi sloj je ulazni sloj, koji čine ulazni podaci, odnosno veličine koje se dovode na ulaz neuralne mreže. Nakon ulaznog sloja slede jedan ili više skrivenih slojeva, koji su ključni za obučavanje neuralne mreže. Broj skrivenih slojeva, kao i broj procesorskih elemenata svakog skrivenog sloja, se određuju u toku procesa obučavanja mreže i menjaju sve dok razlika između vrednosti na izlazu iz neuralne mreže i očekivanih izlaznih vrednosti ne bude ispod unapred definisane minimalne vrednosti. Gledano iz perspektive korisnika neuralne mreže ovo predstavlja nedostatak iste, zato što ne postoji jasno definisano uputstvo pomoću kojeg se može barem približno odrediti konfiguracija skrivenih slojeva. Međutim, gledajući širu sliku, nedefinisana konfiguracija skrivenih slojeva se može uzeti i kao prednost neuralnih mreža, jer se na taj način problematika generalizuje, što znači da se neuralne mreže mogu koristiti u mnogobrojnim primenama. Konačno, treći sloj predstavlja izlazni sloj, odnosno vrednosti na izlazu iz neuralne mreže [2].



Slika 2. Struktura višeslojne feedforward neuralne mreže

Konkretno, na slici 2 je prikazana struktura dvoslojne neuralne mreže. Broj ulaznih podataka, odnosno veličina koje se dovode na ulaz neuralne mreže, jednak je N . Dalje, broj procesorskih elemenata prvog i drugog skrivenog sloja je N_1 i N_2 , respektivno. Na kraju, broj izlaznih signala iz neuralne mreže je jednak N_3 . Ulaz svakog procesorskog elementa prvog skrivenog sloja je povezan sa elementima ulaznog sloja (ulaznim podacima), dok je ulaz svakog procesorskog elementa drugog skrivenog sloja povezan sa izlazima svih procesorskih elemenata prvog skrivenog sloja, kao i sa *bias* elementom ovog sloja. Veze između ovih elemenata su definisane odgovarajućim težinskim koeficijentima.

Vrednosti izlaznih signala iz procesorskih elemenata i -tog sloja se određuju na osnovu sledećeg izraza [2]:

$$\mathbf{p}_i = f_i(\mathbf{W}_i \mathbf{g}_{i-1}) \quad (4)$$

gde su:

$\mathbf{p}_i = [p_{i1} \ p_{i2} \ \dots \ p_{iN_i}]^T$ – vektor izlaznih signala i-tog sloja

$$\mathbf{W}_i = \begin{bmatrix} w_{i10} & \dots & w_{i1N_{i-1}} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ w_{iN_i0} & \dots & w_{iN_iN_{i-1}} \end{bmatrix} - \text{matrica težinskih koeficijenata}$$

između i-1 i i-tog sloja

$$\mathbf{g}_{i-1} = \begin{cases} \mathbf{X}, & i = 1 \\ \begin{bmatrix} 1 \\ \mathbf{p}_{i-1} \end{bmatrix}, & i = 2, 3, \dots, N_i \end{cases}$$

U prethodnom izrazu, $\mathbf{X}$ označava vektor ulaznih veličina, a f_i aktivacionu funkciju procesorskih elemenata i-tog sloja.

Vektor izlaznih veličina, odnosno vrednosti koje se dobijaju na izlazu iz neuralne mreže, određen je sa [2]:

$$\mathbf{y} = \mathbf{p}_3 = [y_1 \ y_2 \ \dots \ y_{N_3}]^T \quad (5)$$

Proces obučavanja neuralne mreže je sledeći: na osnovu ulaznih podataka se pomoću izraza (4) računaju izlazni signali iz procesorskih elemenata svakog sloja. Zatim se, u slučaju da vrednosti dobijene na izlazu iz neuralne mreže ne odgovaraju željenim, težinski koeficijenti preračunavaju. Na koji način će se vršiti proračun novih vrednosti težinskih koeficijenata zavisi od tipa obučavanja neuralnih mreža, odnosno od toga koji se podaci koriste za obučavanje neuralnih mreža (da li i ulazni i izlazni podaci, samo ulazni podaci ili samo ulazni podaci sa odgovarajućim izlaznim bitovima).

C. Obučavanje neuralnih mreža

Neuralna mreža se obučava u cilju sticanja željenog znanja. Prilikom procesa obučavanja težinski koeficijenti se preračunavaju sve dok razlika između rezultata dobijenih na izlazu iz neuralne mreže i željenih rezultata ne bude zadovoljavajuća. Po okončanju ovog procesa neuralna mreža poseduje sposobnost generalizacije, odnosno generisanja zadovoljavajućih izlaza i za ulazne signale koji se ne koriste u procesu obučavanja. Postoje dva tipa obučavanja neuralnih mreža: strukturalno i parametarsko obučavanje.

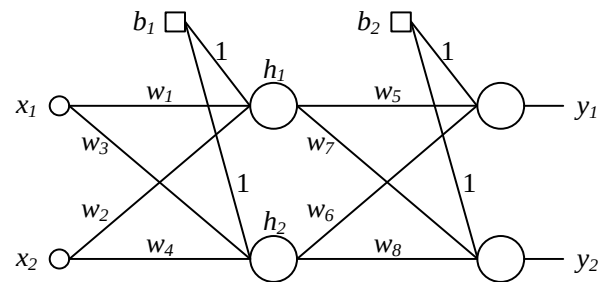
Pod strukturalnim obučavanjem podrazumeva se promena broja skrivenih slojeva, kao i broja procesorskih elemenata svakog skrivenog sloja, sve dok se ne dobiju željeni rezultati. Ova vrsta obučavanja neuralne mreže predstavlja možda i najteži zadatak za korisnika iste, zato što ne postoji jasno definisano uputstvo koje se tiče optimalnog izbora strukture neuralne mreže. Uopšteno govoreći, korisnik treba da iznova i iznova menja strukturu neuralne mreže sve dok ne dobije željene rezultate. Struktura neuralne mreže ne sme da bude ni previše jednostavna ni previše komplikovana. U slučaju previše jednostavne strukture (eng. *underfitting*), odnosno premalog broja procesorskih elemenata, neuralna mreža neće biti u mogućnosti da daje željene rezultate. Sa druge strane, ako je struktura neuralne mreže isuviše komplikovana, velike su šanse da će model neuralne mreže biti previše prilagođen (eng. *overfitting*). To znači da će neuralna mreža prilikom procesa obučavanja davati vrlo dobre rezultate, dok će rezultati prilikom procesa testiranja iste, sa do tada nepoznatim ulaznim podacima, biti loši.

Parametarsko obučavanje predstavlja preračunavanje vrednosti težinskih koeficijenata u cilju postizanja željenih performansi. Razlikuju se sledeći tipovi parametarskog obučavanja: obučavanje sa nadzorom (*supervised* obučavanje), obučavanje sa podsticajem (*reinforcement* obučavanje) i samoobučavanje (*unsupervised* obučavanje). Kod obučavanja sa nadzorom, neuralna mreža se obučava tako što su prilikom svakog preračunavanja težinskih koeficijenata unapred poznati i ulazni i izlazni podaci. Na osnovu toga se može znati da li su, pri određenim vrednostima težinskih koeficijenata, rezultati dobijeni na izlazu iz neuralne mreže adekvatni. U slučaju obučavanja sa podsticajem, neuralna mreža dobija informacije o tome kakav izlaz generiše i to najčešće u vidu jednog bita (dobar ili loš). Kod samoobučavanja su poznati samo ulazni podaci, te se stoga ovaj tip obučavanja ne može koristiti u slučaju *feedforward* strukture neuralne mreže.

S obzirom na to da je tema rada procena mesta nastanka kvara na vodu primenom neuralnih mreža, te da su poznati i ulazni podaci (merene vrednosti napona i struja) i izlazni podaci (stvarno rastojanje od mesta kvara do lokatora kvara), ovde će se koristiti prvi tip obučavanja, odnosno obučavanje sa nadzorom. Jedan od najčešće korišćenih algoritama za obučavanje neuralne mreže, koji se koristi kod ovog tipa obučavanja, jeste takozvani algoritam za obučavanje propagacijom greške unazad (eng. *backpropagation*), koji će biti objašnjen u nastavku [2].

1) Algoritam propagacije greške unazad

Na slici 3 je prikazana neuralna mreža na koju se dovode dve ulazne veličine i koja daje dva izlazna podatka. Takođe, ova neuralna mreža sadrži jedan skriveni sloj sa dva procesorska elementa.



Slika 3. Struktura jednostavne feedforward neuralne mreže

Kako bi proračun bio što jednostavniji, pretpostavimo da *bias* elementi imaju konstantne vrednosti, jednake redom b_1 i b_2 . Usvaja se da su sve aktivacione funkcije, na osnovu kojih se određuje izlazna vrednost procesorskih elemenata u skrivenom i izlaznom sloju, oblika unipolarne sigmoidne funkcije. Neka su početne vrednosti težinskih koeficijenata jednake $w_1^{(1)}, w_2^{(1)}, \dots, w_8^{(1)}$. Cilj je odrediti vrednosti ovih težinskih koeficijenata nakon jedne propagacije greške unazad: $w_1^{(2)}, w_2^{(2)}, \dots, w_8^{(2)}$.

Vrednosti koje dolaze na ulaz u procesorske elemente skrivenog sloja su:

$$\begin{aligned} h_1^{in} &= x_1 \cdot w_1^{(1)} + x_2 \cdot w_2^{(1)} + b_1 \\ h_2^{in} &= x_1 \cdot w_3^{(1)} + x_2 \cdot w_4^{(1)} + b_1 \end{aligned} \quad (6)$$

Na osnovu vrednosti koje su dobijene pomoću izraza (6), uzimajući u obzir da je aktivaciona funkcija oblika unipolarne sigmoidne funkcije, određuju se vrednosti na izlazu iz procesorskih elemenata skrivenog sloja:

$$\begin{aligned} h_1^{out} &= \frac{1}{1 + e^{-\lambda h_1^{in}}} \\ h_2^{out} &= \frac{1}{1 + e^{-\lambda h_2^{in}}} \end{aligned} \quad (7)$$

Vrednosti koje dolaze na ulaz u procesorske elemente izlaznog sloja su:

$$\begin{aligned} y_1^{in} &= h_1^{out} \cdot w_5^{(1)} + h_2^{out} \cdot w_6^{(1)} + b_2 \\ y_2^{in} &= h_1^{out} \cdot w_7^{(1)} + h_2^{out} \cdot w_8^{(1)} + b_2 \end{aligned} \quad (8)$$

Konačno, vrednosti na izlazu iz procesorskih elemenata izlaznog sloja su:

$$\begin{aligned} y_1^{out} &= \frac{1}{1 + e^{-\lambda y_1^{in}}} \\ y_2^{out} &= \frac{1}{1 + e^{-\lambda y_2^{in}}} \end{aligned} \quad (9)$$

Kako je cilj ovog algoritma za obučavanje neuralnih mreža minimiziranje razlike između željenih i generisanih izlaza mreže, uvodi se kriterijumska funkcija obučavanja (funkcija greške) kojom se, nakon propagacije ulaznog vektora $\mathbf{X} = [x_1 \ x_2]$ kroz neuralnu mrežu, određuje koliko je izlaz mreže blizak željenom izlazu:

$$E_{total} = \frac{1}{2} \sum_{n=1}^N (T_n - y_n^{out})^2 \quad (10)$$

gde T_n označava željene vrednosti, a N ukupan broj izlaza iz neuralne mreže.

Ako se usvoji da su očekivane (željene) vrednosti na izlazu iz neuralne mreže T_1 i T_2 , tada je funkcija greške određena sa:

$$E_{total} = E_1 + E_2 = \frac{1}{2} (T_1 - y_1^{out})^2 + \frac{1}{2} (T_2 - y_2^{out})^2 \quad (11)$$

Sada se propagacijom ukupne greške vrši preračunavanje težinskih koeficijenata. Prvo će se izvršiti proračun novih vrednosti koeficijenata $w_5, \dots, w_8$.

Greška procene vrednosti težinskog koeficijenta w_5 je:

$$w_5^{error} = \frac{\partial E_{total}}{\partial w_5} \quad (12)$$

Kako ukupna greška E_{total} nije funkcija težinskog koeficijenta w_5 , parcijalni izvod dat u (12) će se odrediti na sledeći način:

$$w_5^{error} = \frac{\partial E_{total}}{\partial w_5} = \frac{\partial E_{total}}{\partial y_1^{out}} \cdot \frac{\partial y_1^{out}}{\partial y_1^{in}} \cdot \frac{\partial y_1^{in}}{\partial w_5} \quad (13)$$

Vrednost težinskog koeficijenta w_5 nakon jedne propagacije greške unazad je jednaka:

$$w_5^{(2)} = w_5^{(1)} - \eta \cdot w_5^{error} \quad (14)$$

Parametar η je tzv. koeficijent obučavanja, čija se vrednost može birati u opsegu (0,1).

Nove vrednosti težinskih koeficijenata w_6, w_7 i w_8 se računaju na sličan način.

Zatim se vrši proračun novih vrednosti koeficijenata $w_1, \dots, w_4$. Greška procene vrednosti težinskog koeficijenta w_1 je:

$$w_1^{error} = \frac{\partial E_{total}}{\partial w_1} \quad (15)$$

Opet, kako ukupna greška E_{total} nije funkcija težinskog koeficijenta w_1 , parcijalni izvod dat u (15) će se odrediti na sledeći način:

$$\begin{aligned} w_1^{error} &= \frac{\partial E_{total}}{\partial w_1} = \frac{\partial E_{total}}{\partial h_1^{out}} \cdot \frac{\partial h_1^{out}}{\partial h_1^{in}} \cdot \frac{\partial h_1^{in}}{\partial w_1} \\ \frac{\partial E_{total}}{\partial h_1^{out}} &= \frac{\partial E_1}{\partial y_1^{out}} \frac{\partial y_1^{out}}{\partial y_1^{in}} \frac{\partial y_1^{in}}{\partial h_1^{out}} + \frac{\partial E_2}{\partial y_2^{out}} \frac{\partial y_2^{out}}{\partial y_2^{in}} \frac{\partial y_2^{in}}{\partial h_1^{out}} \end{aligned} \quad (16)$$

Vrednost težinskog koeficijenta w_1 nakon jedne propagacije greške unazad je jednaka:

$$w_1^{(2)} = w_1^{(1)} - \eta \cdot w_1^{error} \quad (17)$$

Princip određivanja vrednosti težinskih koeficijenata w_2, w_3 i w_4 nakon jedne propagacije greške unazad je analogan opisanom principu određivanja nove vrednosti težinskog koeficijenta w_1 .

2) Proces obučavanja neuralne mreže

Kompletan proces obučavanja neuralne mreže obuhvata dve faze: fazu obučavanja i fazu testiranja neuralne mreže. Generalno, preporuka je da se koriste različiti ulazni podaci za obučavanje i testiranje neuralne mreže.

U procesu obučavanja neuralne mreže, najpre se uvedu (proizvoljne) početne vrednosti težinskih i bias koeficijenata. Nakon toga se na ulaz neuralne mreže dovede prvi vektor ulaznih i izlaznih veličina. Kada se na osnovu izraza (11) odredi ukupna greška, propagacijom greške unazad se vrši preračunavanje vrednosti težinskih i bias koeficijenata. Posle toga se na ulaz neuralne mreže dovodi drugi vektor ulaznih i izlaznih veličina i ponovo se vrši preračunavanje vrednosti ovih koeficijenata. Ovaj proces se ponavlja se svim ostalim vektorima ulaznih i izlaznih veličina. Kada se završi propagacija svih ulaznih vektora tada je završena jedna epoha obučavanja neuralne mreže.

Ukupna funkcija greške nakon jedne epohe je jednaka:

$$E = \frac{1}{2} \sum_{p=1}^P \sum_{n=1}^N (T_{p,n} - y_{p,n}^{out})^2 \quad (18)$$

gde N označava ukupan broj izlaza neuralne mreže, a P broj parova podataka (ulaz-izlaz) koji se koriste za obučavanje neuralne mreže.

Ako nakon završene epohe važi da je funkcija greška E manja od unapred definisane maksimalno dozvoljene greške E_{max} , tada se proces obučavanja neuralne mreže završava. U slučaju da ovaj uslov nije ispunjen, započinje se nova epoha u kojoj se na ulaze

neuralne mreže ponovo dovode svi vektori ulaznih i izlaznih veličina (namenjeni za obučavanje neuralne mreže).

Ono što je bitno naglasiti jeste da je poželjno da se paralelno sa procesom obučavanja odvija i proces validacije neuralne mreže. Proces validacije je bitan zbog potencijalnog „preprilagođenja“ neuralne mreže. Naime, može se desiti da funkcija greške, nakon određenog broja epoha, kod procesa obučavanja nastavi da opada, dok kod procesa validacije počinje da raste. Dalji nastavak procesa obučavanja bi samo trošio resurse procesora računara, dok bi pri testiranju neuralne mreže izlazni podaci bili sve manje tačniji. Zbog toga se u ovom slučaju prekida proces obučavanja neuralne mreže i pristupa se promeni konfiguracije iste (menja se broj skrivenih slojeva i broj procesorskih elemenata u slojevima).

Kada se uspešno (paralelno) završe procesi obučavanja i validacije, nastupa proces testiranja neuralne mreže. Neuralna mreža se testira sa potpuno novim, do tada nepoznatim, ulaznim podacima.

III PRIMENA NEURALNIH MREŽA U PROCENI MESTA NASTANKA KVARA NA VODU

A. Model elektroenergetskog sistema

Za potrebe dobijanja ulaznih podataka, u programskom paketu MATLAB/Simulink je modelovan jednostavan elektroenergetski sistem (EES). Ovaj EES čini nadzemni vod, koji je na oba kraja povezan na 220 kV mrežu. Obe visokonaponske mreže na koje je povezan vod su ekvivalentirane Tevenenovim ekvivalentom. Nadzemni vod je ekvivalentiran zamenskom „ π “ šemom.

Parametri elemenata EES-a su sledeći:

Nadzemni vod:

- tip provodnika: Al/Fe 2×240/40 mm²
- podužni parametri voda:
 - o parametri direktnog redosleda: $r = 0,06 \text{ } \Omega/\text{km}$, $x = 0,316 \text{ } \Omega/\text{km}$
 - o parametri nultog redosleda: $r_0 = 0,28 \text{ } \Omega/\text{km}$, $x_0 = 1,1 \text{ } \Omega/\text{km}$
 - o podužna susceptansa voda: $b = 3,65 \text{ } \mu\text{S}/\text{km}$
- dužina voda: $l = 100 \text{ km}$

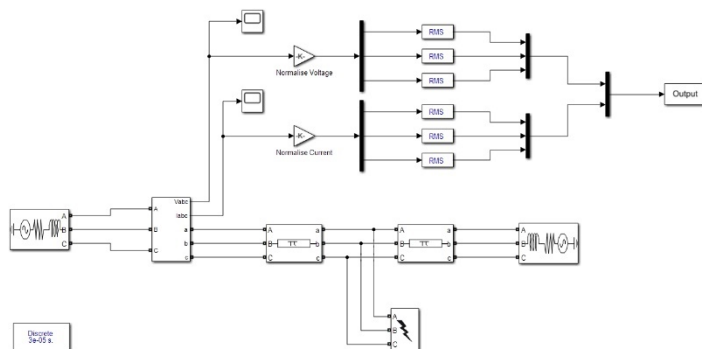
Ekvivalent 220 kV mreže 1:

- početni fazni stav napona faze A: $\theta_A = 0$
- snaga trofaznog kratkog spoja: $S_{3ph} = 300 \text{ MVA}$
- odnos ekvivalentne reaktanse i rezistanse: $X/R = 11$

Ekvivalent 220 kV mreže 2:

- početni fazni stav napona faze A: $\theta_A = -30^\circ$
- snaga trofaznog kratkog spoja: $S_{3ph} = 200 \text{ MVA}$
- odnos ekvivalentne reaktanse i rezistanse: $X/R = 9$

Model EES-a je prikazan na slici 4. Kako bi se simulirao kvar na nadzemnom vodu, isti je ekvivalentiran sa dve zamenske „ π “ šeme vezane na red. Tako, na primer, ako se simulira kratak spoj na 5 km od položaja lokatora kvara, zamenske šeme voda se podese tako da je dužina leve sekcije voda jednaka 5 km, a dužina desne sekcije voda jednaka 95 km. U nastavku će se objasniti postupak formiranja ulaznih podataka, koji će se koristiti za obučavanje neuralne mreže.



Slika 4. Elektroenergetski sistem modelovan u programskom paketu MATLAB/Simulink

Da bi se formirao vektor ulaznih podataka, najpre je potrebno simulirati kvar na vodu (određenog tipa i na određenom položaju na vodu). Nakon izvršene simulacije, kvar generiše odgovarajuće talasne oblike napona i struje, koji se najpre mere a zatim i skaliraju (normalizuju). Skaliranje se vrši deljenjem svih odbiraka signala napona i struja sa nominalnim vrednostima međufaznog napona i fazne struje voda, respektivno. Ovo skaliranje je poželjno, zato što se na taj način značajno skraćuje vreme koje je potrebno za obučavanje neuralne mreže. Nakon toga se iz normalizovanih talasnih oblika napona i struje računaju efektivne vrednosti sva tri međufazna napona i sve tri fazne struje.

B. Procena mesta nastanka kvara na vodu

Kako bi kvalitet obučavanja neuralne mreže bio što bolji, odnosno kako bi ista na svom izlazu davala što tačnije rezultate, neophodno je formirati što veći broj vektora ulaznih podataka. Osim toga, treba imati u vidu da svaka vrsta kvara (koju čine tip i mesto kvara) generiše jedinstvene talasne oblike napona i struja. Zbog toga nije bitan samo broj ulaznih vektora, već je sa ovim ulaznim podacima potrebno „pokriti“ što veći broj potencijalnih kvarova, različitog tipa i položaja na vodu.

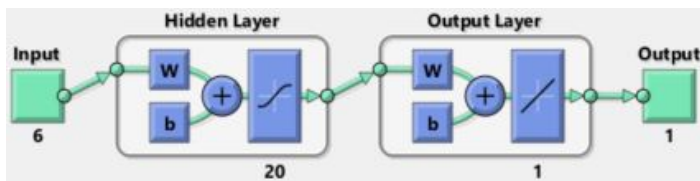
S obzirom na to da je nemoguće napraviti jednu strukturu neuralne mreže (topologiju sa određenim brojem skrivenih slojeva i brojem procesorskih elemenata po sloju), koja će davati podjednako dobre rezultate za sve tipove kvarova, potrebno je formirati četiri različite topologije neuralne mreže (kako bi se pokrila sva četiri tipa kvara).

Iz tog razloga se i problematika procene mesta nastanka kvara na vodu deli na četiri odvojena problema, koji razmatraju sledeća četiri tipa kvarova na vodu: jednofazni kratki spoj sa zemljom, dvofazni kratki spoj sa zemljom, dvofazni kratki spoj i trofazni kratki spoj. U nastavku će se izvršiti procena mesta nastanka kvara na vodu pri jednofaznom kratkom spoju, s obzirom da je ovaj tip kvara najkritičniji po pitanju tačnosti procene pozicije kvara. Princip procene mesta nastanka kvara na vodu pri ostalim tipovima kvara je analogan.

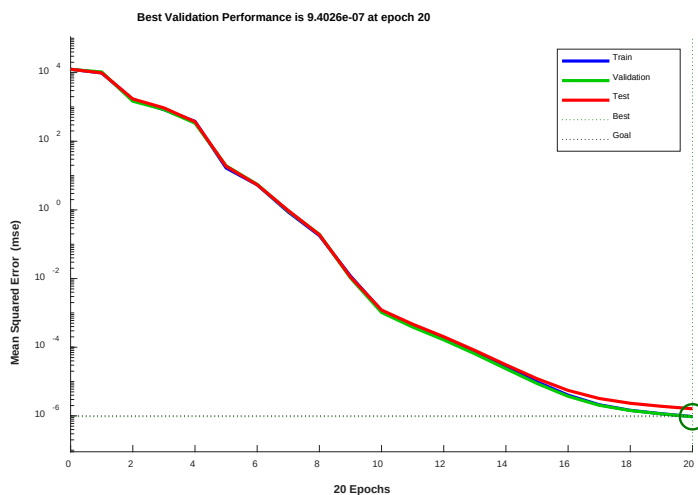
Kao što je već naglašeno, kako bi se obuka neuralne mreže izvršila što kvalitetnije, potrebno je „pokriti“ što veći broj potencijalnih kvarova. Zbog toga će se izvršiti simulacije jednofaznih kratkih spojeva na svaka 2% dužine voda (tj. nakon svaka 2 km). Osim toga, na svakoj poziciji će se simulirati

jednofazni kratki spojevi preko prelaznih otpora sledećih vrednosti: 0,25 Ω , 0,5 Ω , 0,75 Ω , 1 Ω , 5 Ω , 10 Ω , 25 Ω i 50 Ω . Svaki od ovih kvarova generiše različite vrednosti međufaznih napona i faznih struja, koje će se dovoditi na ulaz neuralne mreže. Ukupan broj vektora ulaznih podataka, koji će se koristiti za obučavanje neuralne mreže, jednak je 1176 ($3 \times 49 \times 8$).

Kada se formiraju vektori ulaznih veličina i odgovarajućih izlaznih podataka, prelazi se na proces obučavanja neuralne mreže. U ovom procesu je od suštinske važnosti izabrati odgovarajuću topologiju neuralne mreže, kao i odgovarajuće aktivacione funkcije procesorskih elemenata. Generalno, ne postoji posebno pravilo po kojem bi se mogao vršiti adekvatan izbor topologije neuralne mreže, već je potrebno pokušavati sa različitim topologijama sve dok se ne dobiju povoljni rezultati. Ovde se pod „povoljan rezultat“ podrazumeva da, nakon određenog broja epoha, funkcija greške i kod procesa obučavanja i kod procesa validacije opadne ispod unapred definisane maksimalne vrednosti.



Slika 5. Struktura neuralne mreže koju čine: sloj sa 6 ulaznih veličina, skriveni sloj sa 20 procesorskih elemenata i izlazni sloj sa jednim procesorskim elementom

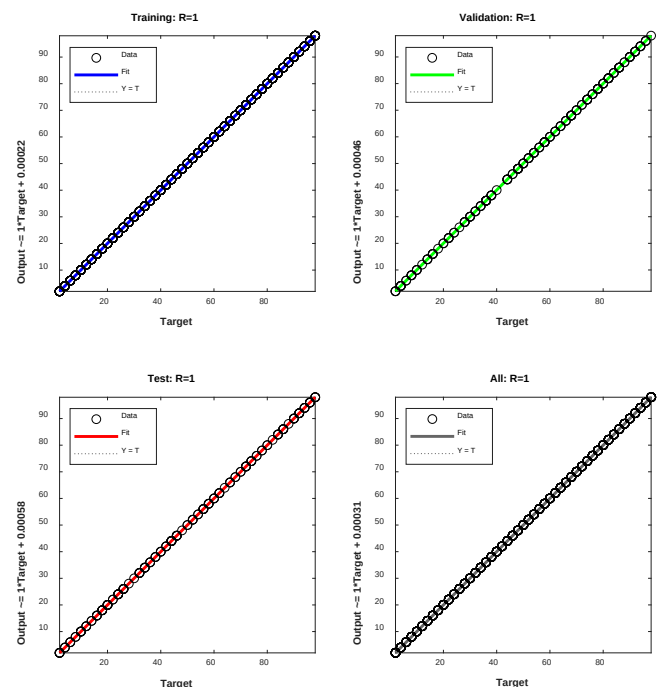


Slika 6. Vrednosti srednjih kvadratnih grešaka procene pri procesima obučavanja, validacije i testiranja neuralne mreže

Primenom softverskog alata *Neural Network Toolbox* (nntool) su se, u cilju dobijanja odgovarajuće strukture, testirale različite strukture neuralne mreže [3]. Nakon testiranja više topologija, izabrana je struktura neuralne mreže sa jednim skrivenim slojem, koji sadrži 20 procesorskih elemenata. Aktivacione funkcije procesorskih elemenata skrivenog sloja su sigmoidnog tipa, dok je karakteristika aktivacione funkcije izlaznog procesorskog elementa linearna. Struktura ove neuralne mreže je prikazana na slici 5.

Kao mera kvaliteta obučavanja neuralne mreže izabrana je srednja kvadratna greška (eng. *Mean Squared Error*), koja definiše funkciju greške procene nakon jedne epohe, i koja je definisana izrazom (18). Vrednosti srednjih kvadratnih grešaka procene pri procesima obučavanja, validacije i testiranja neuralne mreže nakon 20 epoha su prikazane na slici 6. Sa slike se vidi da su početne vrednosti ovih funkcija greške (pri početnim vrednostima težinskih i bias koeficijenata) reda 10^4 . Nakon svake epohe vrednosti funkcija greške se smanjuju, a nakon 20 epoha ove vrednosti su reda 10^{-7} .

Vrednosti funkcija greške ukazuju na to da je obuka neuralne mreže izvedena prilično dobro. Ipak, poželjno je izvršiti dodatna ispitivanja performansi neuralne mreže. Jedan od najjednostavnijih načina da se to uradi jeste da se ispita odnos procenjenih i očekivanih (stvarnih) vrednosti na izlazu iz neuralne mreže. Na slici 7 je prikazan odnos ovih vrednosti za svaku od tri procesa (obučavanja, validacije i testiranja) ponaosob. U idealnom slučaju, ovi odnosi definišu pravu koja sa x-osom zaklapa ugao od 45° . S obzirom na prikazane karakteristike zavisnosti procenjenih i očekivanih vrednosti, može se zaključiti da je i ovaj test pokazao da je obuka neuralne mreže izvedena kvalitetno.



Slika 7. Odnosi procenjenih i očekivanih (stvarnih) vrednosti na izlazu iz neuralne mreže kod procesa obučavanja, validacije i testiranja neuralne mreže

Uobičajena praksa je da se performanse neuralne mreže ispituju i pomoću takozvane „matrice konfuzije“ (eng. *Confusion matrix*). Međutim, ovde se neće izvršiti ispitivanje performansi neuralne mreže na ovaj način, zbog toga što primena istog ima više smisla u slučajevima kada neuralna mreža ima više od jednog izlaza, pri čemu svaki izlaz može da ima dve vrednosti – 1 (tačno) i 0 (netačno).

Princip obučavanja neuralne mreže primenom softverskog alata *Neural Network Toolbox* se sastoji u tome da se iz skupa vektora

ulaznih i izlaznih podataka odvoji određeni broj za obučavanje (najčešće 70% od ukupnog broja vektora podataka), validaciju (15%) i testiranje (15%). Dakle, ovde se za potrebe testiranja neuralne mreže koristi 15% od ukupnog broja ulaznih podataka, pri čemu izlazni podaci nisu poznati. Međutim, iako izlazni podaci nisu poznati, ove vrednosti se na osnovu dostupnih parova vektora ulaznih i izlaznih podataka (koji se koriste u procesima obučavanja i validacije neuralne mreže) mogu proceniti sa veoma visokom tačnošću.

Tabela 1. Stvarne i procenjene pozicije kvara, u slučaju kvarova koji nisu simulirani za potrebe obučavanja neuralne mreže

Faza pogođena kvarom	Prelazni otpor	Stvarna pozicija kvara [km]	Procenjena pozicija kvara [km]	Apsolutna greška procene [m]	Relativna greška procene [%]
A	0,6 Ω	5	4,99920	0,80309	0,01606
		23	22,99883	1,17350	0,00510
		61	60,99842	1,57796	0,00259
		77	76,99810	1,89588	0,00246
	7 Ω	5	4,99999	0,00928	0,00019
		23	22,99862	1,37855	0,00599
		61	60,99865	1,34574	0,00221
		77	76,99824	1,76023	0,00229
	23 Ω	5	4,99618	3,82427	0,07654
		23	22,99944	0,55962	0,00243
		61	60,99957	0,43481	0,00071
		77	76,99886	1,14250	0,00148
	55 Ω	5	5,05169	51,69090	1,02324
		23	23,08798	87,97761	0,38105
		61	61,09553	95,52846	0,15636
		77	77,08532	85,32064	0,11068
B	0,6 Ω	5	5,00081	0,81097	0,01622
		23	23,00095	0,95126	0,00414
		61	61,00000	0,00302	0,00000
		77	76,99956	0,44303	0,00058
	7 Ω	5	5,00139	1,38593	0,02771
		23	23,00102	1,01618	0,00442
		61	61,00029	0,28626	0,00047
		77	76,99941	0,58810	0,00076
	23 Ω	5	4,99628	3,71705	0,07440
		23	22,99790	2,10387	0,00915
		61	60,99807	1,93424	0,00317
		77	76,99809	1,90632	0,00248
	55 Ω	5	4,93315	66,84993	1,35512
		23	22,96254	37,46074	0,16314
		61	60,97096	29,03945	0,04763
		77	76,96055	39,44690	0,05126
C	0,6 Ω	5	4,99961	0,38658	0,00773
		23	22,99996	0,03714	0,00016
		61	61,00044	0,43966	0,00072
		77	76,99944	0,56138	0,00073
	7 Ω	5	4,99992	0,08055	0,00161
		23	23,00018	0,18184	0,00079
		61	61,00078	0,78373	0,00128
		77	76,99968	0,32045	0,00042
	23 Ω	5	4,99853	1,46863	0,02938
		23	22,99833	1,66915	0,00726
		61	60,99785	2,14931	0,00352
		77	76,99676	3,24177	0,00421
	55 Ω	5	4,85803	141,97303	2,92244
		23	22,87105	128,95233	0,56382
		61	60,91184	88,15653	0,14473
		77	76,93237	67,63055	0,08791

U nastavku sledi objašnjenje. Neka su poznati vektori ulaznih i izlaznih podataka u slučaju jednofaznih kratkih spojeva na

rastojanju 4 km, 6 km, 10 km, 12 km i 14 km od početka voda, pri prelaznom otporu od 10 Ω . Takođe, neka je u slučaju jednofaznog kratkog spoja na rastojanju 8 km od početka voda, pri prelaznom otporu od 10 Ω , poznat vektor ulaznih podataka, a vrednost izlaznog podatka nepoznata. Jasno je da je nepoznatu vrednost izlaznog podatka, na osnovu datog ulaznog vektora podataka i pomenutih poznatih parova vektora ulaznih i izlaznih podataka, moguće proceniti sa izuzetno malom greškom procene. Međutim, postavlja se pitanje sa kolikom tačnošću se, sa dostupnim parovima vektora ulaznih i izlaznih podataka, može proceniti rastojanje mesta kvara od početka voda pri kratkom spoju preko prelaznog otpora čija je vrednost različita od 10 Ω . Da bi se dobio odgovor na to pitanje, testiraće se odziv neuralne mreže za kvarove čija se rastojanja mesta kvara i vrednosti prelaznih otpora razlikuju od onih koji su korišćeni za potrebe obučavanja neuralne mreže. Rezultati su dati u tabeli 1. Na osnovu rezultata dobijenih iz prethodne tabele, može se zaključiti da su pri kvarovima koji nisu simulirani za potrebe obučavanja neuralne mreže greške procene mesta nastanka kvara veće u odnosu na one dobijene pri procesu testiranja neuralne mreže. Takođe, najveća greška procene se dobija u slučaju kratkih spojeva u blizini krajeva voda, što se objašnjava smanjenim brojem vektora ulaznih i izlaznih podataka potrebnih za obučavanje neuralne mreže. Ipak, s obzirom na to da je najveća relativna greška procene mesta nastanka kvara na vodu manja od 3%, zaključuje se da i u ovim slučajevima neuralna mreža procenjuje poziciju kvara sa vrlo visokom tačnošću.

IV ZAKLJUČAK

Cilj rada je da se ispita tačnost procene mesta nastanka kvara na vodu primenom neuralnih mreža. Model elektroenergetskog sistema je modelovan u programskom paketu MATLAB/Simulink. Izvršena je procena mesta nastanka kvara na vodu pri jednofaznom kratkom spoju, obzirom da je ovaj tip kvara najkritičniji po pitanju tačnosti procene pozicije kvara. Obučavanje neuralne mreže je izvršeno primenom softverskog alata nntool (Neural Network Toolbox). Na osnovu formirane strukture neuralne mreže, kao i posebnog skupa vektora ulaznih podataka (koji su korišćeni za testiranje neuralne mreže), procenjena je greška procene. Uzimajući u obzir sve dobijene rezultate, može se zaključiti da je tačnost procene mesta nastanka kvara na vodu primenom neuralnih mreža izuzetna, pod pretpostavkom da se koristi njena odgovarajuća struktura, kao i odgovarajući broj vektora ulaznih i izlaznih podataka.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Đurić, M., Stojanović, Z. *Relejna zaštita*, Akademska misao, Beograd, 2014.
- [2] Galushkin, A. I. *Neural Networks Theory*, Springer, Berlin Heidelberg, 2007.
- [3] Beale, M. H., Hagan, M. T., Demuth, H. B. *Neural Network Toolbox™ User's Guide*, Mathworks, 2018.

AUTORI/AUTHORS

msr Milorad Zakić - master inženjer elektrotehnike i računarstva, Saturn Electric d.o.o. Beograd, milorad.zakić@saturnelectric-sr.com, ORCID [0000-0001-9583-9519](https://orcid.org/0000-0001-9583-9519)
dr Goran Kvaščev - vanredni profesor, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, kvascev@etf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0001-8642-0361](https://orcid.org/0000-0001-8642-0361)

Analiza uticaja ispada proizvodnih jedinica u TENT A i B na gubitke u prenosnom sistemu Srbije

Analysis of the Impact of Production Unit Outages in Tent A and B on Losses in the Transmission System of Serbia

Kovica Bibić*, Ivana Stamenić*, Tomislav Rajić**

* Elektromreža Srbije a.d. Beograd, Srbija

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

Rezime - U radu je analiziran uticaj ispada velikih proizvodnih jedinica u elektroenergetskom sistemu Srbije. U decembru 2021. godine, došlo je do ispada najvećih termo kapaciteta - termoelektrana Nikola Tesla A i B. U isto vreme, vetrogeneratori nisu proizvodili veliku snagu, zbog nepovoljnih vremenskih prilika, odnosno male brzine vetra. Pri tome, ukupni instalisani kapaciteti vetroelektrana, u Srbiji, nisu veliki. Kako bi se nadomestili nedostaci, bilo je potrebno uvoziti električnu energiju. Sve navedeno, imalo je za posledicu promenu tokova snaga po granama elektroenergetske mreže. Uvozom električne energije, znatno se povećava razdaljina između izvora električne energije i potrošača. To vodi do zaključka da će doći do promene ukupnih gubitaka električne energije u sistemu. Rad analizira, koliko bi bili gubici u elektroenergetskom sistemu kada bi Termoelektrane Nikola Tesla A i B bile u pogonu i koliki bi bili gubici da su vetroelektrane radile punim kapacitetom.

Glavne reči - proizvodna jedinica, gubici, tokovi snage

Abstract - This paper analyses the impact of outages of large generating units in the electric power system of Serbia. In December 2021, there was an outage of the largest thermal capacities - thermal power plants Nikola Tesla A and B. At the same time, the wind generators did not produce much power, due to unfavourable weather conditions, i.e. low wind speed. At the same time, the total installed capacity of wind power plants in Serbia is not large. In order to compensate for the deficiencies, it was necessary to import electricity. All of the above had the effect of changing the power flows in the branches of the electric power network. Importing electricity significantly increases the distance between the source of electricity and the consumption. This leads to the conclusion that there will be a change in the total losses of electrical energy in the system. The paper analyses how much the losses would be in the power system if the Nikola Tesla thermal power plants A and B were in operation and what the losses would be if the wind farms were working at full capacity.

Index terms - Production unit, Power losses, Load flow

1 UVOD

Prilikom prenosa električne energije, u prenosnoj mreži javljaju se gubici. Nabavka električne energije prilikom ispada velikih proizvodnih jedinica, obaveza operatora prenosnog sistema (EMS AD) [1, 2].

Prema zvaničnim objavljenim podacima na platformi za transparentnost, EMFIP (Electricity Market Fundamental Information Platform), ukupna instalisana snaga svih proizvodnih jedinica u Republici Srbiji, iznosi 9717 MW. Od toga najveći udeo imaju termoelektrane (5363 MW) i hidroelektrane (3105 MW). Najveće proizvodne jedinice su TENT A i TENT B sa instalisanim snagama 1766 MW odnosno 1300 MW. Trenutno instalisani kapacitet vetroelektrana iznosi 397 MW [1, 2, 5].

Iz navedenog se vidi da instalisani vetrokapaciteti nisu veliki i da ne mogu nadomestiti veliku energiju prilikom ispada termokapaciteta. Upravo se takav scenario dogodio u decembru 2021. godine. Termoelektrane Nikola Tesla A i B nisu radile punim kapacitetom zbog havarije. U istom trenutku, vetroagregati nisu imali veliku proizvodnju, jer je brzina vetra bila mala. Nedostatak energije, bilo je potrebno nadomestiti iz uvoza.

Promenom tokova snaga po granama, dolazi do promene gubitaka električne energije u elektroenergetskom sistemu Srbije. Glavni razlog za to je, što elektroenergetski sistem nije imao dovoljne kapacitete da se pokriju nedostaci. Realizacijom uvoza, značajno se povećavaju struje po granama mreže i razdaljina između proizvodne jedinice i potrošnje. Prethodno navedeno vodi do zaključka da se gubici, nakon havarije u termoelektranama, menjaju. U ovom radu je izvršena analiza gubitaka u elektroenergetskom sistemu Srbije za slučaj kada bi termoelektrane Nikola Tesla A i B bile u pogonu i kakvi bi bili gubici da su vetroagregati radili punim kapacitetom.

Proračun gubitaka u elektroenergetskom sistemu se vrši pomoću softverskog alata Transmission Network Analyzer (TNA). U osnovi programa, potrebno je uneti elektroenergetski sistem ne samo Srbije, već i okolnih zemalja, kako bi se uvažili i drugi proizvodni kapaciteti i sagledala šira slika, odnosno dobili tačniji rezultati. Proračunom snaga injektiranja u čvorovima elektro-

energetskog sistema Srbije, dolazi se do informacije o gubicima o čemu će detaljnije biti reči u poglavlju III [3, 4].

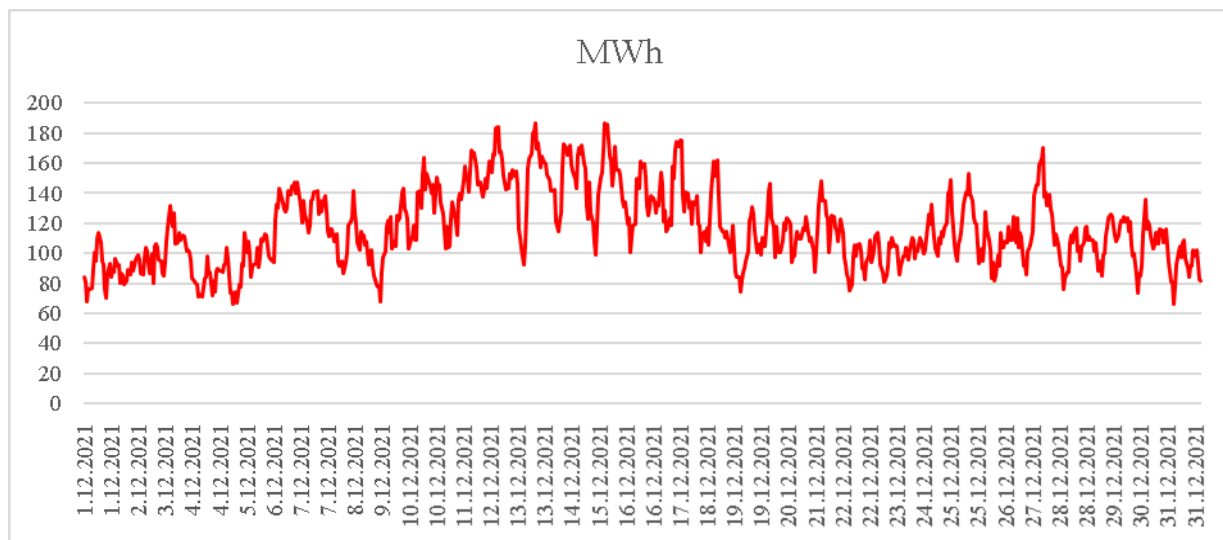
Takođe, biće dat pregled uvoza električne energije za vreme havarije, kako bi se stekao uvid u razmenu električne energije sa susednim zemljama.

II OPIS MODELA

U raspodeli gubitaka aktivne snage (Slika 1) za decembar 2021. može se uočiti značajan porast gubitaka u periodu 12-15.12.2021.

Kao polazna osnova za izradu proračuna uzeti su modeli Jugoistočne Evrope za izabrane vremenske trenutke.

Regionalni model uključuje elektroenergetske sisteme sledećih zemalja: Austrija, Albanija, Bosna i Hercegovina, Bugarska, Grčka, Crna Gora, Hrvatska, Makedonija, Mađarska, Rumunija, Srbija, Slovačka, Slovenija, Ukrajina (Burštinsko ostrvo).



Slika 1. Raspodela gubitaka aktivne snage za decembar 2021

Tabela 1. Angažovanje proizvodnih jedinica

Proizvodna jedinica	Proizvodnja [MW]		
	12.12.	13.12.	15.12.
HE B. Bašta	396	396	393
HE Đerdap 1	1137	1126	1079
HE Đerdap 2	212	206	223
HE Zvornik	121	120	116
HE Potpeć	48	50	33
HE Kokin Brod	8	16	16
HE Bistrica	61	86	84
Vlasinske HE	106	103	107
HE Pirot	73	39	0
HE Uvac	20	21	0
TE Kolubara	21	20	23
TE Kostolac A	228	237	228

Model prenosnog sistema Republike Srbije sadrži sve gorenabrojane elemente prenosnog sistema. Model je potpuno prilagođen stvarnim vrednostima proizvodnje, konzuma i razmena po interkonektivnim dalekovodima za svaki od izabranih vremenskih trenutaka.

Konzum elektroenergetskog sistema Srbije iznosi:

- 12.12.2021. 11h ($P_{load}=4746$ MW),
- 13.12.2021. 11h ($P_{load}=5395$ MW),
- 15.12.2021. 11h ($P_{load}=5524$ MW).

Angažovanje proizvodnih jedinica u izabranim vremenskim trenucima prikazano je u Tabeli 1.

Odarbana su sledeća tri karakteristična vremenska preseka u tom periodu - trenuci sa najvećim gubicima snage u prenosnoj mreži:

- 12.12.2021. 11h ($P_{\gamma}=183.62$ MW),
- 13.12.2021. 11h ($P_{\gamma}=180.82$ MW),
- 15.12.2021. 11h ($P_{\gamma}=187.05$ MW).

TE Kostolac B	540	572	289
TE Morava	0	71	82
TENT A	100	59	241
TENT B	371	256	870
TE-TO Novi Sad	80	78	94
RHE B. Bašta	354	396	210
HE Elektromorava	17	17	13
VE Čibuk	152	22	4
VE Kovačica	104	38	2
VE Alibunar	38	2	1
VE Košava	44	10	2

Ukupne razmene na interkonektivnim dalekovodima u izabranim vremenskim trenucima, prikazane su u Tabeli 2.

Predznak minus predstavlja uvoz električne energije.

Tabela 2. Ukupna razmena na interkonektivnim dalekovodima

Total P[MW]		
12.12.	13.12.	15.12.
-499	-1454	-1427

Ukupna proizvodnja TENT A i TENT B za sva tri slučaja iznosi kao što je prikazano u Tabeli 3.

Tabela 3. Ukupna proizvodnja TENT A i TENT B

Proizvodnja TENT A i TENT B P[MW]		
12.12.	13.12.	15.12.
471	315	1111

Ukupna proizvodnja TENT A i TENT B 11.12. u 11 h iznosila je 1766 MW, dok gubici u prenosnom sistemu Srbije iznose 140,2 MW. Konzum u tom satu iznosio je 4993 MW, dok je ukupan uvoz iznosio je 154 MW.

Kako bi se proverio uticaj proizvodnje TENT A i TENT B na gubitke aktivne snage u prenosnom sistemu, simulirani su sledeći režimi: Proizvodnja TENT A i TENT B u modelima je podignuta na vrednost 1766 MW (proizvodnja 11.12. - pre ispada generatorskih jedinica). Na račun povećanja proizvodnje iz TENT A i TENT B, smanjen je uvoz električne energije.

Proizvodnja vetroelektrana je različita u sva tri izabrana vremenska trenutka. U prvom slučaju (12.12.) proizvodnja vetroelektrana je na maksimumu instalisane snage, dok je u druga dva slučaja proizvodnja vetroelektrana minimalna (13.12. i 15.12.).

Kako bi se proverio uticaj proizvodnje vetroelektrana na gubitke aktivne snage u prenosnom sistemu, simulirani su i obrnuti slučajevi - minimum proizvodnje vetroelektrana u prvom režimu, kao i maksimum proizvodnje vetroelektrana u druga dva režima. Na račun smanjenja/povećanja proizvodnje iz vetroelektrana, povećan/smanjen je uvoz električne energije.

III PRORAČUN GUBITAKA U ELEKTROENERGETSKOM SISTEMU

Proračuni su odrađeni u softverskom alatu Transmission Network Analyzer (TNA). TNA softver je namenjen za kreiranje modela za prognozu za 24 časa, njihovo spajanje, i izvršavanje DACF analiza. Obezbeđen je za 14 operatora prenosnih sistema u Jugoistočnoj Evropi kao automatski softverski alat za prognoze zagušenja dan unapred (DACF).

Proračuni koji se mogu izvršiti unutar softvera:

- tokovi snaga i proračuni sigurnosti (n-1, n-x),
- PTDF/Maxflow proračuni za procese koordinisanih aukcija zasnovanih na fizičkim tokovima snaga u Centralnoistočnoj i Jugoistočnoj Evropi,
- analize osetljivosti; OTDF, AC/DC poređenja, post-aukcijske analize,
- proračuni NTC-a,
- proračuni kratkih spojeva,
- prognoza zagušenja (DACF, D2CF, IDCF).

Prilikom rešavanja problema tokova snaga, treba napomenuti da postoje formalna i suštinska ograničenja. Rešavanjem jednačina injektiranja ne određuje se fazni stav napona pojedinih čvorova,

već se određuju razlike faznih stavova napona pojedinih čvorova. Dodavane iste proizvoljne vrednosti na sve fazne stavove napona ne utiče na rešenje jednačina tokova snaga. U sistemu postoje tri vrste čvorova: generatorski, potrošački i balansni čvor [4].

Veličine koje se pojavljuju prilikom definisanja jednačina za snage u čvorovima su aktivna snaga, reaktivna snaga, napon i fazni stav napona, odnosno razlika u odnosu na fazni stav referentnog (balansnog čvora). Ukoliko bi sve veličine bile nepoznate, moralo bi postojati 4 N jednačina. Međutim, u sistemu postoji 2 N jednačina, gde N predstavlja broj čvorova. Da bi sistem bio rešiv, potrebno je da u svakom čvoru budu unapred poznate dve veličine. U Tabeli 4 prikazan je pregled koje veličine su poznate u odgovarajućim čvorovima.

Tabela 4. Poznate veličine u zavisnosti od tipa čvora

Tip čvora	P	Q	U	Θ
generatorski	x		x	
potrošački	x	x		
balansni			x	x

Generatorski čvorovi se još nazivaju i (P,U) čvorovi. Kod njih se aktivna snaga injektiranja održava na zadatoj vrednosti. Ova zadata vrednost se u modernim elektroenergetskim sistemima izlazi iz programskog paketa u kome se računa optimalno angažovanje agregata i održava se na zadatoj vrednosti preko i pomoću turbinskog regulatora. Pored toga i moduli napona (U) se određuju na zadatoj vrednosti i to po pravilu pomoću automatske regulacije pobude [4].

Potrošački čvorovi se nazivaju i (P,Q) čvorovi. To su čvorovi u kojima su i aktivno i reaktivno injektirane zadate veličine. Pošto je prema konvenciji pozitivno injektiranje sa smerom u mrežu, to su onda ove snage negativne, ako su u pitanju čisto potrošački čvorovi. Nepoznate veličine kod ovih čvorova su moduli i fazni stavovi napona [4].

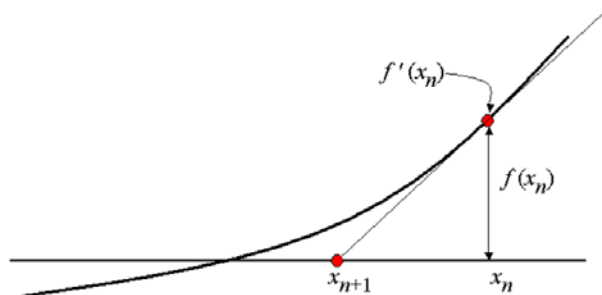
Balansni čvor je čvor sa zadatim modulom napona (U) i konstantnim faznim stavom. Ako bi u ovom čvoru bila definisana i unapred poznata aktivna snaga injektiranja (P), onda bi problem bio predefinisani, jer bi taj parametar bio poznat u svim čvorovima. Zbog toga, ovde se zadaje fazni stav (Θ) i to je jedini čvor gde je ovaj podatak poznat [4].

Numerički postupci koji se koriste u proračunima tokova snaga su: Gaus (Gauss), Gaus-Zajdel (Gauss-Seidel), Njutn-Rafson (Newton-Raphson), Stot (Stott) raspregnuti, Stot brzi postupak i DC postupak. Često se koristi Njutn-Rapsonov postupak. Operator sistema u Republici Srbiji (EMS) koristi u proračunima upravo ovaj postupak.

Zajedničko za sve iterativne numeričke postupke je da su neophodna početna pogađanja za nepoznate veličine koje se određuju iterativnom procedurom. Obično se pretpostavlja da su svi naponi na početku jednaki naponu u balasnom čvoru i da su fazni stavovi napona takođe jednaki faznom stavu napona u balasnom čvoru. Takav način pretpostavljanja početnih uslova, naziva se ravan start (flat-start). Nakon toga počinje numerički postupak, koji može da konvergira ili divergira. Proračunate

veličine nakon prve iteracije se upoređuju sa početnim vrednostima. U svakom narednom koraku se proračunate veličine upoređuju sa prethodnim korakom. Proračun je završen, ukoliko se uporedne veličine razlikuju za manje od unapred predefinisane vrednosti (ϵ). Ukoliko proračun divergira, ovaj uslov nikad neće biti zadovoljen. Zbog toga se kao drugo ograničenje koristi broj iteracija [4].

Njutn-Rapsonov metod poseduje kvadratnu konvergenciju. Na slici 2 prikazano je određivanje nule nelinearne funkcije, na kojoj je baziran ovaj metod.



Slika 2. Određivanje nule nelinearne funkcije

Ideja je da se pronade takva linearna aproksimacija u odgovarajućoj tački za koju je lako, rešavanjem linearne jednačine, naći nulu funkcije. Funkcija treba da bude kontinualna i diferencijabilna. Za početnu tačku (x_n), koje je dovoljno blizu konačnom rešenju, odredi se prvi izvod funkcije $f'(x_n)$. Povlačenjem tangente kroz tu tačku, određuje se druga tačka koja predstavlja presek tangente i x-ose (x_{n+1}). Opisani postupak predstavlja jednu iteraciju. U sledećem koraku se određuje vrednost funkcije za novu vrednost nezavisne promenljive. Zatim se kroz tu tačku, povlači nova tangenta i tako redom dok se ne dođe do prihvatljivo bliske vrednosti nuli funkcije.

Primenom ove metode na proračun nepoznatih veličina, funkcije su zapravo jednačine za snage u svakom čvoru. Prvi izvodi aktivnih i reaktivnih snaga po promenljivim naponima i faznim stavovima predstavljaju Jakobijevu matricu. Dimenzije ove matrice zavise od broja čvorova i njena inverzija zahteva procesorske resurse i vreme.

Konačno, kada se odrede snage u svim čvorovima, vrlo jednostavno se mogu izračunati gubici u sistemu. Razlika snaga generisanja i potrošnje u svakom čvoru definiše snagu injektiranja u tom čvoru. Gubici se izračunavaju tako što se algebarski saberu sve snage injektiranja za čvorove sistema [4].

$$P^{\text{gub}} = \sum (P_G - P_P) \quad (1)$$

$$Q^{\text{gub}} = \sum (Q_G - Q_P) \quad (2)$$

U jednačinama (1) i (2) su:

P^{gub} i Q^{gub} - gubici aktivne i reaktivne snage u sistemu

P_P i Q_P - snage potrošnje u pojedinim čvorovima i

P_G i Q_G - snage generisanja u pojedinim čvorovima.

IV REZULTATI PRORAČUNA

U nastavku (Tabela 5 i 6), prikazani su rezultati proračuna - dat je pregled gubitaka aktivne snage kao i ukupne razmene na interkonektivnim dalekovodima nakon promene angažovanja TENT A i TENT B:

Tabela 5. Gubici u prenosnoj mreži nakon ispada TENT A i B

Gubici P_y [MW]		
12.12.	13.12.	15.12.
165.22	164.56	170.56

Tabela 6. Ukupna razmena na interkonektivnim dalekovodima

Total P [MW]		
12.12.	13.12.	15.12.
469	351	-417

Analizirano je stanje koje je bilo zastupljeno u trenucima dok termoelektrane Nikola Tesla A i B nisu bile u pogonu. To je suprotno od stanja kao što je bio slučaj dan ranije (11.12.). To stanje je okarakterisano kao „Osnovno stanje” u Tabeli 7. Tu je prikazano koliko su iznosili gubici u tim trenucima. Treba obratiti pažnju da su u tabeli prikazani gubici snage. Izabran je trenutak kada su gubici snage bili maksimalni, a to je u 11 časova za svaki od navedena tri dana. Dodatna analiza je urađena za pretpostavku da su termoelektrane NT A i B bile angažovane sa istim kapacitetom kao i dan ranije, pre ispada. U programu Transmission Network Analyzer (TNA), zadržani su isti podaci za potrošnju, ali su proizvodni kapaciteti za TENT A i B povećani na nivo koji su imali 11.12. u 11h. Želja je da se analiziraju gubici u mreži za ova dva stanja-jedan realan (kako je i bilo u praksi) i drugi hipotetički (kao da su TENT A i B radili sa većim kapacitetom). Drugo, hipotetičko stanje je u Tabeli 7 nazvano kao „Dodatno angažovanje TENT A i B”. U drugom delu Tabele 7, data je razlika u gubicima, a za dva komentarisana slučaja. Iz Tabele 7 se vidi, da su razlike u gubicima i do 10% manje u odnosu na stvarno stanje koje se dogodilo. Treba napomenuti da je samo analizirano kakav uticaj na gubitke bi imali povećani kapaciteti TENT A i B. U ovoj analizi, razmatrani su realni doprinosi vetroelektrana koji nisu bili veliki, jer nije bilo značajnog uticaja vetra. Čak i veći instalisani kapaciteti vetroagregata ne bi dali značajne promene u zaključcima baš iz tog razloga.

Zanimljivo je da bi 12.12. i 13.12. bio obezbeđen izvoz električne energije, a 15.12. uvoz u 11 h, kada bi TENT A i B radile sa većim kapacitetom.

Slična analiza je urađena za drugačiji doprinosi vetroelektrana, a rezultati su prikazani u nastavku. Dat je pregled gubitaka aktivne snage (Tabela 8) kao i ukupne razmene na interkonektivnim dalekovodima (Tabela 9) nakon promene angažovanja vetroelektrana. U ovom slučaju, pretpostavljeno je da su vetrogeneratori radili punim kapacitetom, odnosno da su vremenske prilike bile takve, da su svi davali maksimalnu snagu. To bi značilo da agregati rade u zaravnom delu svoje karakteristike, kada je izlazna snaga maksimalna. Sa druge strane, pretpostavlja se da termoelektrane NT A i B nisu radile sa punim kapacitetom, već sa snagom koju su stvarno imale tokom havarije.

Tabela 7. Razlike gubitaka u prenosnoj mreži

Režimi proračuna	Gubici P_{γ} [MW]		
	12.12.	13.12.	15.12.
Osnovno stanje	183,62	180,82	187,05
Dodatno angažovanje TENT A i B	165,22	164,56	170,56
Gubici P_{γ} - razlika			
[MW]	18,4	16,26	16,49
[%]	10,02	8,99	8,82

Tabela 8. Gubici u prenosnoj mreži

Gubici P_{γ} [MW]		
12.12.	13.12.	15.12.
186.8	175.12	180.23

Tabela 9. Ukupna razmena na interkonektivnim dalekovodima

Total P[MW]		
12.12.	13.12.	15.12.
-837	-1100	-1073

Tabela 10. Razlike gubitaka u prenosnoj mreži

Režimi proračuna	Gubici P_{γ} [MW]		
	12.12.	13.12.	15.12.
Osnovno stanje	183,62	180,82	187,05
Promena angažovanja vetroelektrana	186,8	175,12	180,23
Gubici P_{γ} - razlika			
[MW]	-3,18	5,7	6,82
[%]	1,73	3,15	3,65

U Tabeli 10 prikazani su rezultati proračuna. Stanje koje je bilo zastupljeno u praksi, nazvano je „Osnovno stanje”. Stanje koje podrazumeva maksimalno učešće vetroagregata, kad bi izlazna snaga svih agregata bila maksimalna, nazvano je „Promena angažovanja vetroelektrana”. U drugom slučaju, doprinos TENT A i B je onoliki koliko je i iznosio za vreme havarija, a to znači minimalan. U oba slučaja, prikazani su gubici. Za drugo hipotetičko stanje, rezultati su dobijeni korišćenjem softvera TNA.

U Tabeli 10 je uočljivo da su promene u ukupnim gubicima elektroenergetskog sistema manje nego za prethodnu analizu. To je očekivano, jer se veća snaga uvozila preko interkonektivnih dalekovoda. Glavni uzrok je što se sada velika snaga prenosila na velike udaljenosti. Ideja je da se stekne uvid u brojne vrednosti gubitaka aktivne snage za ova dva hipotetička slučaja. Interesantno je da se za datum 12.12. u 11h dobija negativan rezultat, što znači da su gubici bili veći, ali se za datume 13.12. i 15.12. u 11h dobijaju manji gubici za drugu analizu, kada bi vetroagregati bili u punom pogonu.

Za buduća razmatranja, interesantno je analizirati kakvi bi gubici bili ako se uzme u obzir veća instalisana snaga vetroagregata od

5000 MW. Ova instalisana snaga je predviđena planom razvoja prenosnog sistema [6].

V ZAKLJUČAK

U decembru 2021. godine došlo je do ispada najvećih proizvodnih jedinica u elektroenergetskom sistemu Republike Srbije (TENT A i TENT B). U radu je analiziran uticaj ispada ovih jedinica na ukupne gubitke snage u elektroenergetskom sistemu Srbije.

Analizirana su dva hipotetička slučaja i rezultati proračuna su upoređeni sa brojnim vrednostima gubitaka koji su zaista bili zastupljeni tokom havarija TENT A i B. Jedan hipotetički slučaj je urađen za pretpostavku da su TENT A i B radile sa onolikom kapacitetom sa kojim su i bile angažovane dan pre havarije, a to je 11.12. u 11h. Drugi hipotetički slučaj uzima u obzir maksimalnu angažovanost svih vetroagregata koji su instalirani i priključeni na elektroenergetski sistem Srbije. Drugim rečima, pretpostavljeno je da su vremenske prilike (brzina vetra) bile takve da je izlazna snaga svih vetroagregata bila maksimalna.

Rezultati pokazuju da bi se za veću angažovanost TENT A i B dobijaju manji gubici u sistemu (do 10%), ali da je čak i u tom slučaju potrebno obezbediti uvoz električne energije za dan 15.12. Sa druge strane, pri maksimalnoj angažovanosti vetroagregata, za dan 12.12, rezultati pokazuju da su gubici u sistemu čak i veći. Inače, za sva tri analizirana dana, potrebno je obezbediti uvoz iako su maksimalno angažovni vetroagregati. Buduća istraživanja treba da budu usmerena na uvažavanje većih instalisanih kapaciteta vetroagregata.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Elektroprivreda Srbije, <http://www.eps.rs/cir> [pristupljeno 13.06.2022]
- [2] Elektromreža Srbije a.d. Beograd, <http://ems.rs/> [pristupljeno 13.06.2022]
- [3] Rajaković, N. *Analiza elektroenergetskih Sistema I*, Akademska misao, Beograd, 2002.
- [4] Rajaković, N. *Analiza elektroenergetskih Sistema II*, Akademska misao, Beograd, 2002.
- [5] EMFIP - Electricity Market Fundamental Information Platform, <https://www.entsoe.eu/data/transparency-platform/> [pristupljeno 13.06.2022]
- [6] Plan razvoja prenosnog sistema 2022-2031., AD Elektromreža Srbije https://www.aers.rs/FILES/JavnaKonsultacija/Plan%20razvoja%20pren.%20sistema%202021-2030_JavnaKonsultacija.pdf [pristupljeno 13.06.2022]

AUTORI/AUTHORS

msr Kovica Bibić - master inženjer elektrotehnike i računarstva, Elektromreža Srbije a.d. Beograd, Srbija, e-mail: kovica.bibic@ems.rs, ORCID [0000-0003-2462-2026](https://orcid.org/0000-0003-2462-2026)

msr Ivana Stamenić - master inženjer elektrotehnike i računarstva, Elektromreža Srbije a.d. Beograd, Srbija, e-mail: ivana.stamenic@ems.rs, ORCID [0000-0003-4851-1937](https://orcid.org/0000-0003-4851-1937)

dr Tomislav Rajić - docent, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, Beograd, Srbija, e-mail: rajic@etf.rs, ORCID [0000-0003-4796-4117](https://orcid.org/0000-0003-4796-4117)

Analiza kvaliteta električne energije na satnom nivou kod priključenja elektrana na obnovljive izvore energije

Power Quality Analysis for the RES Connection Using Hourly Resolution Data

Miroslav Žerajić*, Milan Stojanović**

* AD Elektromreža Srbije

** Elektroenergetski koordinacioni centar

Rezime - U okviru analiza potrebnih za procenu uticaja priključenja nove elektrane na obnovljive izvore električne energije, na simulacionom modelu se vrši analiza kvaliteta električne energije koja obuhvata: Procenu emisijonih nivoa naponske nesimetrije u tački priključenja, procenu emisijonih nivoa pojedinačnih komponenti viših harmonika u tački priključenja i procenu emisijonih nivoa kratkotrajnih i dugotrajnih flikera u tački priključenja. Limiti za prethodno nabrojane parametre se definišu Pravilima o radu prenosnog sistema (na nacionalnom nivou) ili međunarodnim standardima. Prema međunarodnim standardima, limiti se smatraju narušenim ako je vrednost nekog od parametara iznad dozvoljene granice u više od 5% posmatranog perioda. Konvencionalni način izvršavanja analiza podrazumeva proračune za najkritičniji režim - kada je snaga tropolnog kratkog spoja u tački priključenja minimalna i kada je nova elektrana angažovana maksimalnom snagom. Ovakvom analizom se dobijaju rezultati na osnovu kojih se, u slučaju eventualne neusaglašenosti, definišu korektivne mere za njeno otklanjanje. Elektrana na obnovljive izvore energije nije angažovana maksimalnom snagom tokom cele godine, i zbog toga proizvođači opreme nivoa viših harmonika daju za pun opseg mogućeg angažovanja elektrane. U radu će biti predstavljeni rezultati analize koja se izvršava za svaki sat na periodu od jedne godine, uvažavajući realno angažovanje nove elektrane korišćenjem programskog jezika DPL (*DIgSILENT Programming Language*) u programskom paketu DIgSILENT PowerFactory. Time se dobija trajanje eventualne narušenosti limita nekog od parametara, a samim tim, mnogo realniji rezultati u odnosu na rezultate dobijene analizom na karakterističnom najkritičnijem režimu.

Ključne reči - kvalitet električne energije, DIgSILENT PowerFactory, DPL, 8760 sati

Abstract - Analyses necessary for the new power plant connection contain the following power quality analyses carried-out using the simulation model: Estimation of the emission level of the voltage waveform asymmetry at the point of connection, estimation of the high harmonic components at the connection point and estimation of the emission level of long-term and short-term flicker. Limits for the previously mentioned parameters

have been defined in the National Grid Code (at the national level) or in the international standards. According to the international standards, the limit is considered violated if the duration of the parameter value violation exceeds 5% of the monitored period. Conventional approach of power quality analysis through software tool assumes only analysis for the most critical regime: when the short-circuit power at the point of connection is the lowest and the new power plant produces maximum active power. Based on this approach mitigation measures for improving power quality supply are sometimes suggested to the plant investor. It should be noted that Renewable Energy Sources (RES) do not have maximum output power during the whole year, and consequently, power quality deterioration is much less than in the critical regime observed in the simulations. For power quality simulation purposes, technical sheets of the equipment contain high harmonic levels for the full operation range are used from which usually the worst (highest) harmonic injections are considered for modelling RES as a harmonic source. In this paper, the results of power quality analyses for the RES connection using hourly resolution data for the one-year period based on DPL (*DIgSILENT Programming Language*) in DIgSILENT PowerFactory software package will be presented. This approach gives the duration of the limit violation, and consequently, more reliable results in comparison with the results of the conventional approach.

Index Terms - power quality, DIgSILENT PowerFactory, DPL, 8760 hours

I UVOD

Kvalitet električne energije predstavlja jedan od najbitnijih aspekata u snabdevanju krajnjih kupaca električnom energijom. Izvori naponske nesimetrije, viših harmonika i flikera su prisutni na svim naponskim nivoima elektroenergetskog sistema, počevši od naponskog nivoa za priključak domaćinstava (potrošači koji sadrže komponente energetske elektronike i solarne elektrane na krovovima stambenih objekata), preko industrijskih potrošača i elektrana na obnovljive izvore koje su priključene na distributivni sistem, do velikih industrijskih potrošača i elektrana na obnovljive izvore velikih snaga koje su priključene na prenosni sistem. Dodatno, kao izvor naponske

nesimetrije, viših harmonika i flikera moguće je posmatrati i interkonektivne dalekovode, kada susedni elektroenergetski sistemi (EES) mogu doprineti pogoršanju kvaliteta električne energije na interkonektivnim transformatorskim stanicama (TS), kao i njima susednim TS. Međunarodni standardi [1-3], propisuju gornje dozvoljene granice parametara kojima se opisuje kvalitet električne energije u svakoj tački sistema (i distributivnog i prenosnog). Standardima su definisane dve vrste nivoa: planski i emisioni. Planski nivo podrazumeva uticaj svih objekata na kvalitet električne energije u nekoj tački sistema, dok emisioni nivo predstavlja uticaj svakog objekta pojedinačno na kvalitet električne energije u nekoj tački sistema. U Srbiji se kvalitet električne energije još uvek nedovoljno prati, što posebno dolazi do izražaja prilikom priključenja industrijskih objekata veće snage, koji strukturom svoje potrošnje mogu značajno da utiču na izobličenja naponskog talasa u tački priključenja. Izobličenja naponskog talasa koja nastaju kao posledica priključenja jednog objekta se dalje propagiraju i negativno utiču na rad susednih proizvodnih ili potrošačkih objekata. Da bi se potencijalni problem predvideo i na vreme sprečio, neophodno je još u ranoj fazi razvoja projekta izvršiti analize uticaja objekta koji se priključuje na kvalitet električne energije. U nastavku rada će biti prikazana nova metodologija za procenu uticaja novog proizvodnog objekta na harmonijska izobličenja u tački priključenja na prenosni sistem. Ova metodologija može da se koristi i kod priključenja proizvodnih objekata na distributivni sistem ukoliko postoji detaljan model distributivnog sistema. Pošto je do sada u procesu priključenja na prenosni sistem ovakva analiza rađena za slučaj priključenja vetroelektrana, zbog mogućnosti poređenja rezultata, primena nove metodologije će biti prikazana na njihovom primeru. Granične vrednosti pojedinačnih komponenti viših harmonika koje ne smeju da budu narušene priključenjem novog objekta na prenosni sistem su definisane Pravilima o radu prenosnog sistema [4].

II OPIS DOSADAŠNJE METODOLOGIJE U PROCESU PRIKLJUČENJA VETROELEKTRANA NA PRENOSNI SISTEM

U procesu priključenja na prenosni sistem, sve analize stacionarnih stanja (tokovi snaga, analiza sigurnosti i proračun struja kratkih spojeva) su se do sada izvršavale na karakterističnim režimima rada EES: režim zimskog maksimalnog opterećenja, režim letnjeg maksimalnog opterećenja i režim minimalnog letnjeg opterećenja. Analiza uticaja nove vetroelektrane na nivoe viših harmonika se u dosadašnjim procesima priključenja izvršavala na jednom (najkritičnijem) karakterističnom režimu. To je po pravilu režim letnjeg minimalnog opterećenja, kada snaga trolnog kratkog spoja u subtranzijentnom režimu (S_k'') u tački priključenja ima minimalnu vrednost. Takođe, princip modelovanja je takav da se detaljno modeluje samo kompleks vetroelektrane, dok se ostatak prenosnog sistema modeluje ekvivalentnom impedansom fiksnog odnosa X/R , minimalnom vrednošću snage trolnog kratkog spoja (S_k''). Pretpostavka u procesu modelovanja je da u ostatku sistema ne postoje drugi izvori viših harmonika. Vrednosti viših harmonika koje proizvodi svaka vetroturbina su ulazni podatak i dobijaju se od proizvođača vetroturbina u obliku strujnih izvora izraženih procentualno u odnosu na osnovni harmonik. Vrednosti viših harmonika se od proizvođača vetroturbina dobijaju za pun

opseg generisanja aktivne snage, obično u koracima od po 10% maksimalne aktivne snage. Konvencionalni način tretiranja pojedinačnih komponenti viših harmonika je takav da se u simulacionom modelu implementira najkritičniji mogući spektar, a vetroelektrana angažuje maksimalnom aktivnom snagom. Ovakvim pristupom se ide na stranu sigurnosti i jedino je moguće proračunati najkritičnije emisione nivoe komponenti viših harmonika, jer je ostatak sistema modelovan ekvivalentnom impedansom bez uticaja drugih izvora izobličenja u ostatku sistema. Takođe, ovakvim pristupom se dobiju rezultati samo za jedan vremenski trenutak, čime se gubi informacija o trajanju eventualnog narušenja limita. Trajanje narušenja limita je bitno jer međunarodni standardi definišu toleranciju narušenja limita u trajanju od 5% posmatranog perioda (perioda merenja). Ukoliko konvencionalni način analiziranja pokaže narušenje limita nekog višeg harmonika, ne može se odrediti koliko dugo to narušenje traje, i automatski se donosi preporuka da je neophodno izvršiti dodatna merenja kvaliteta električne energije u toku probnog rada elektrane kojim bi se preciznije utvrdio uticaj pomenutog objekta na kvalitet električne energije i eventualno predložile korektivne mere za otklanjanje narušenja. Mere koje se u tom slučaju definišu su najčešće ugradnja filtera reda višeg harmonika koji je narušen.

Dodatno na prethodne aproksimacije, ovakav način modelovanja ne uzima u obzir promenljivost vrednosti snage trolnog kratkog spoja u tački priključenja, koja se u realnom vremenu menja u toku godine.

III OPIS NOVE METODOLOGIJE U PROCESU PRIKLJUČENJA VETROELEKTRANA NA PRENOSNI SISTEM

Zbog velikog broja novih zahteva za priključenje, u cilju optimizacije korišćenja postojećih prenosnih kapaciteta i definisanja neophodnih ojačanja prenosnog sistema u različitim scenarijima rada EES, očekuje se primena nove metodologije za izradu analiza stacionarnog stanja. Nova metodologija za izradu analiza stacionarnog stanja podrazumeva proračune koji se izvršavaju za svaki sat u godini, najmanje za period od jedne godine. Nova metodologija predviđa tzv. „tržišne i mrežne analize“, gde se kao ulazni podatak za analize stacionarnih stanja (mrežne analize) uzimaju rezultati tržišnih analiza koje na osnovu različitih klimatskih uslova, troškova angažovanja i vrednosti potrošnje kreiraju više mogućih scenarija, čime se napušta koncept analiziranja samo tri karakteristična režima već broj režima postaje značajno veći, a analize na novim režimima daju značajno realnije i tačnije rezultate od konvencionalnih karakterističnih režima. Prelaskom na ovakav način izrade studija priključenja, javlja se mogućnost primene nove metodologije i kod analize uticaja novih objekata na nivoe viših harmonika.

Nova metodologija za proračun harmonijskih izobličenja u tački priključenja podrazumeva izvršavanje analiza na satnom nivou, čime se:

1. uvažava realno angažovanje ne samo posmatrane vetroelektrane, nego i svih ostalih proizvodnih objekata u sistemu;
2. u zavisnosti od angažovanja vetroelektrane, uvažavaju vrednosti viših harmonika za dato angažovanje;

3. uvažava promena snage trolnog kratkog spoja u tački priključenja u svakom satu u skladu sa realnim stanjem u sistemu;
4. u slučaju eventualnog narušenja limita nekog višeg harmonik određuje trajanje tog narušenja;
5. u zavisnosti od tipa nivoa koji se računa (planski ili emisioni) uključuje ili isključuje uticaj ostalih izvora viših harmonika u sistemu.

Na ovaj način se značajno unapređuje konvencionalna metodologija jer se umesto rezultata za samo jedan vremenski trenutak dobijaju nivoi svakog višeg harmonika za najmanje 8760 sati.

IV PROGRAMSKI PAKET I POMOĆNI ALATI ZA IZVRŠAVANJE PRORAČUNA

Za proračune harmonijskih tokova snaga se koristi programski paket DIGSILENT PowerFactory [5] koji pruža mogućnost unosa spektra viših harmonika u obliku koji dostavlja proizvođač vetroturbina. Za potrebe ove analize, proizvodnja vetroelektrane je proračunata na osnovu realnih, izmerenih brzina vetra na lokaciji posmatrane vetroelektrane i krive snage vetroagregata koji će biti izgrađeni na datoj lokaciji. Na Slici 1 je prikazan standardni format u kojem proizvođač dostavlja ulazne podatke o višim harmonicima, dok je na Slici 2 prikazan unos spektra (karakteristike) viših harmonika u programski paket DIGSILENT PowerFactory. S obzirom na to da se u ovom radu analiziraju emisioni nivoi viših harmonika vetroelektrane, simulacion model na kome su izvršene analize se sastoji od detaljnog modela vetroelektrane (vetroagregati, blok transformatori 0.69/33 kV/kV, srednjenaponski kablovi i mrežni transformatori 110/33 kV/kV. Ostatak prenosnog sistema je modelovan ekvivalentnom Tevenenovom impedansom, za obe metodologije čiji se rezultati upoređuju.

P _{bin} (%)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
H	ln(%)	ln(%)	ln(%)	ln(%)	ln(%)	ln(%)	ln(%)	ln(%)	ln(%)	ln(%)	ln(%)
2	0.1195	0.1016	0.1135	0.1135	0.1255	0.1613	0.1434	0.1673	0.1792	0.1972	0.1972
3	0.1756	0.1672	0.1756	0.1672	0.1589	0.1756	0.1756	0.1923	0.2091	0.2258	0.2091
4	0.0644	0.0537	0.0591	0.0644	0.0698	0.0805	0.0966	0.1074	0.1181	0.1181	
5	0.1945	0.1331	0.1024	0.1126	0.1536	0.1638	0.1638	0.1741	0.1843	0.1843	0.1843
6	0.07	0.07	0.07	0.07	0.06	0.07	0.07	0.07	0.08	0.07	0.07
7	0.0793	0.0617	0.0705	0.0617	0.0617	0.0705	0.0705	0.0793	0.0881	0.0881	0.0881
8	0.0357	0.0357	0.0429	0.0429	0.0429	0.0429	0.0357	0.0429	0.05	0.05	0.05
9	0.0632	0.0553	0.0553	0.0711	0.0711	0.0791	0.0711	0.0711	0.0711	0.0711	0.0791
10	0.0514	0.0514	0.0514	0.0514	0.0514	0.0514	0.06	0.06	0.06	0.06	
11	0.0841	0.1682	0.1229	0.11	0.0776	0.0906	0.0971	0.1424	0.1747	0.1488	0.1424
12	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	0.0525	0.0525	0.0525	0.06	0.0525	0.06
13	0.0693	0.13	0.0867	0.0693	0.0693	0.078	0.078	0.0953	0.1213	0.0693	0.0867
14	0.0506	0.0422	0.0422	0.0422	0.0422	0.0422	0.0591	0.0591	0.0591	0.0591	
15	0.0552	0.0631	0.0631	0.0631	0.0631	0.0631	0.071	0.071	0.0631	0.0631	0.071
16	0.0806	0.0691	0.0806	0.0806	0.0691	0.0691	0.0806	0.0806	0.0691	0.0691	
17	0.1665	0.0999	0.0999	0.1332	0.111	0.111	0.1332	0.1443	0.1554	0.1332	0.1443
18	0.0591	0.0492	0.0492	0.0492	0.0492	0.0492	0.0591	0.0591	0.0591	0.0591	
19	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
20	0.032	0.032	0.032	0.032	0.032	0.04	0.04	0.04	0.04	0.032	0.04
21	0.0613	0.0491	0.0491	0.0491	0.0491	0.0491	0.0491	0.0491	0.0491	0.0491	0.0491

Slika 1. Prikaz ulaznih podataka o višim harmonicima u zavisnosti od angažovanja vetroelektrane

Za ovakvu vrstu proračuna, zbog velikog broja ponavljanja proračuna, neophodno je kvalitetno pripremiti ulazne podatke. Za uređivanje ulaznih podataka, korišćen je Microsoft Excel, gde se na osnovu angažovanja vetroelektrane za 8760 sati, maksimalne snage vetroturbine (P_{max}) i na osnovu nivoa viših harmonika za pun opseg angažovanja kreiraju spektri viših harmonika do 50.

reda za svih 8760 sati. Na Slici 3 je prikazan koncept pripreme ulaznih podataka sa automatizovanim kreiranjem karakteristika za svih 8760 sati korišćenjem Excel VBA (*Visual Basic for Applications*)

Slika 2. Prikaz unosa spektra viših harmonika u programski paket DIGSILENT PowerFactory

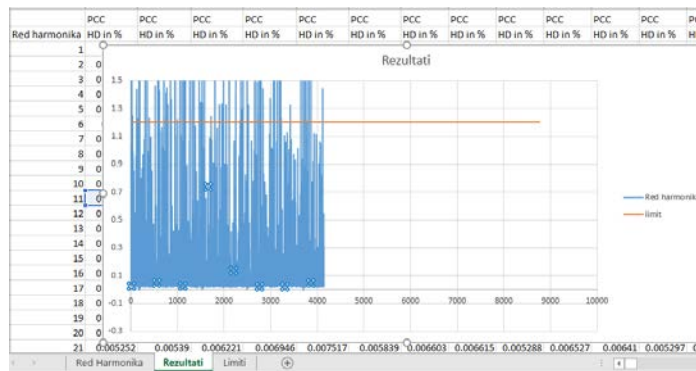
Proizvodnja u MW	% u odnosu na P _{max}	P _{max}									
1	1.767	31	5.7								
2	2.337	41									
3	1.824	32									
4	1.767	31									
5	2.337	41									
6	1.881	33									
7	1.995	35									
8	1.71	30									
9	1.254	22									
10	0.57	10									
11	0.399	7									
12	0.342	6									
13	0.342	6									
14	0.342	6									
15	0.342	6									
16	0.456	8									
17	0.57	10									
18	1.482	26									
19	1.539	27									
20	1.71	30									
21	1.824	32									
22	1.197	21									

Slika 3. Priprema ulaznih podataka – angažovanje za 8760 sati i automatsko kreiranje karakteristika za 8760 sati

Za učitavanje spektra za svaki sat, izvršavanje proračuna za svaki sat i ispis rezultata nazad u Microsoft Excel je kreirana skripta korišćenjem programskog jezika DPL (*DIGSILENT Programming Language*) [6] u programskom paketu DIGSILENT PowerFactory.

Nakon izvršavanja proračuna, jednostavnom obradom dobijenih rezultata se utvrđuje da li je limit nekog višeg harmonika narušen, što je prikazano na Slici 4. U slučaju da je limit narušen, računa se trajanje narušenosti. Ukoliko je trajanje narušenosti

veće od 5% posmatranog perioda, indikativno se dobija dobar pokazatelj da će i u realnosti taj limit biti narušen, nakon čega se pristupa definisanju korektivnih mera.

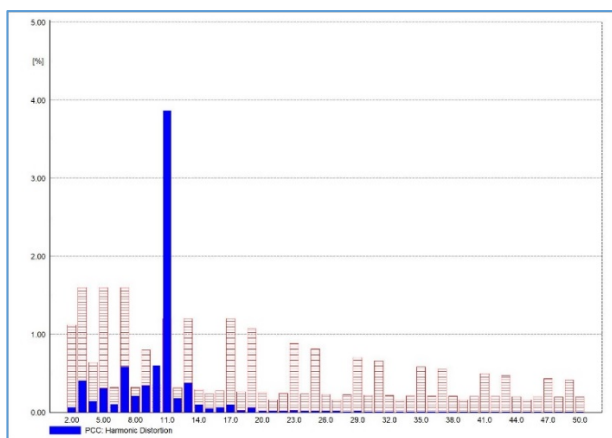


Slika 4. Prikaz rezultata proračuna sa naznačenim limitom izabranog reda višeg harmonika

V POREĐENJE REZULTATA KONVENCIONALNE I NOVE METODOLOGIJE NA PRIMERU PRIKLJUČENJA VETROELEKTRANE

U cilju boljeg razumevanja značaja nove metodologije, u ovom poglavlju će biti dat primer primene konvencionalne i nove metodologije na analizu emisijih nivoa vetroelektrane koja se priključuje na prenosni sistem naponskog nivoa 110 kV.

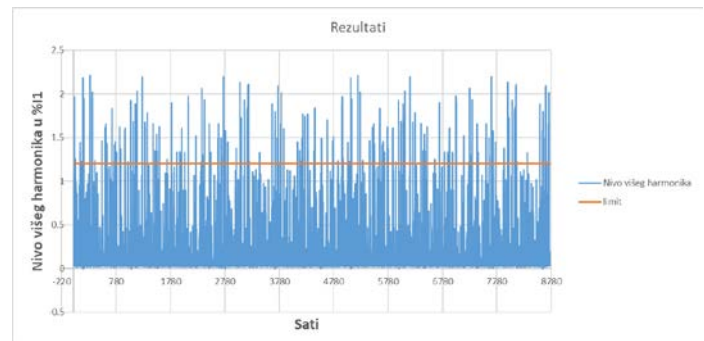
Konvencionalnom metodom, ulazni podatak minimalne vrednosti snage kratkog spoja u tački priključenja je 915 MVA. Maksimalna snaga vetroturbine iznosi 5,7 MW. Proračunom harmonijskih tokova snaga za najkritičniji režim, kao rezultat se dobija narušen nivo 11. harmonika u tački priključenja posmatrane vetroelektrane. Na Slici 5 su plavom bojom označeni rezultati analize – nivoi svih pojedinačnih viših harmonika do reda 50., dok su isprekidanim bar dijagramima naznačeni limiti definisani Pravilima o radu prenosnog sistema.



Slika 5. Rezultati analize konvencionalnom metodom – nivo viših harmonika (plava boja) i limiti definisani Pravilima o radu prenosnog sistema (isprekidani bar dijagrami)

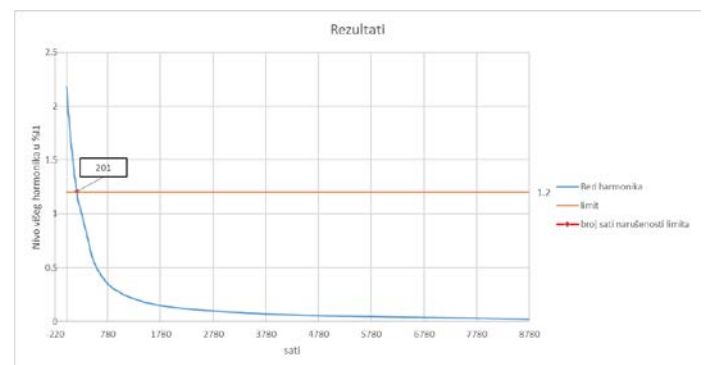
Za istu vetroelektranu, izvršen je proračun za 8760 sati, za različita (realna) angažovanja i vrednosti snage tropskog kratkog spoja u tački priključenja. Ulazni podatak minimalne

vrednosti snage kratkog spoja u tački priključenja je niz od 8760 vrednosti snaga tropskog kratkog spoja prethodno proračunat na modelu celog prenosnog sistema Srbije, za svaki sat, korišćenjem programskog jezika DPL. Maksimalna snaga vetroturbine iznosi 5,7 MW. Rezultati primenom nove metodologije su prikazani na Slici 6.



Slika 6. Rezultati primenom nove metodologije – prikaz nivoa 11. harmonika

Kada se dobijeni rezultati poredaju u opadajućem redosledu, jednostavno se može dobiti broj sati narušenosti limita, što je prikazano na Slici 7.



Slika 7. Broj sati narušenosti limita

Od ukupno analiziranih 8760 sati, nivo 11. višeg harmonika je bio narušen u 201 satu, što iznosi oko 2,3% ukupnog analiziranog perioda.

To znači da je trajanje narušenosti limita manje od 5% ukupnog analiziranog perioda, i indikativno pokazuje da nije neophodno definisati korektivne mere.

VI ZAKLJUČAK

Cilj rada je prikaz nove metodologije za analizu kvaliteta električne energije korišćenjem ulaznih podataka sa satnom rezolucijom. U odnosu na konvencionalnu metodologiju, nova metodologija pruža mogućnost određivanja trajanja eventualne narušenosti limita, čime je značajno olakšana procena o definisanju korektivnih mera za otklanjanje primećene narušenosti (neusaglašenosti). Nova metodologija može da se primenjuje i za proračun planskih i za proračun emisijih nivoa, u zavisnosti od simulacionog modela na kojem se primenjuje. Proračun planskih nivoa je značajan za operatora prenosnog i

distributivnog sistema, dok je proračun emisionih nivoa značajan kod priključenja objekata na sistem. Prednost prikazane metodologije u odnosu na dosadašnji način analize kvaliteta električne energije je u tome što je ona znatno približnija terenskim merenjima kvaliteta električne energije koja se mogu izvršiti tek kada proizvodni objekat uđe u probni rad. Primenom ove metodologije mogu se dobiti znatno pouzdaniji pokazatelji parametara kvaliteta električne energije u periodu pre izgradnje samog objekta. Sam način na koji je nova metodologija osmišljena zahteva dodatno poboljšanje u budućnosti u vidu optimizacije brzine izvršavanja proračuna i obrade ulaznih podataka i rezultata, što će je učiniti još lakše primenljivom. Takođe, potrebno je uporediti rezultate analize kvaliteta električne energije dobijene novom metodologijom sa rezultatima terenskih merenja kako bi se potvrdila njena tačnost i pouzdanost.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits - Assessment of

emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems, Edition 2.0, IEC/TR 61000-3-6, 2008.

- [2] Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-7: Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems, Edition 2.0, IEC/TR 61000-3-7, 2008.
- [3] Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-13: Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems, Edition 1.0, IEC/TR 61000-3-13, 2008.
- [4] Pravila o radu prenosnog sistema, 2020.
http://ems.rs/media/uploads/PRAVILA_O_RADU_PRENOSNOG_SISTEMA.pdf [pristupljeno 03.03.2022]
- [5] U. Manual, PowerFactory 2019, 2019
- [6] D. Gmbh, PowerFactory - DPL Function Reference, 2019.

AUTORI/AUTHORS

msr Miroslav Žerajić - master inženjer elektrotehnike i računarstva, Stručnjak za razvoj prenosnog sistema, Elektromreža Srbije, miroslav.zerajic@ems.rs, ORCID [0000-0001-9601-9045](https://orcid.org/0000-0001-9601-9045)

msr Milan Stojanović - master inženjer elektrotehnike i računarstva, Rukovodilac tima za elektromerenja i kvalitet električne energije, Electricity Coordinating Center Ltd., Belgrade, milan.stojanovic@ekc-ltd.com, ORCID [0000-0003-4029-8991](https://orcid.org/0000-0003-4029-8991)

Dugoročno planiranje makedonskog sistema snabdevanja električnom energijom

Long Term Planning of Macedonian Electricity Supply System

Anton Chaushevski, Sofija Nikolova-Poceva,

Faculty of Electrical Engineering and Information Technologies, Ss. Cyril and Methodius University in Skopje, Republic of North Macedonia

Rezime - U radu su prezentovani alternative za razvoj makedonskog elektroenergetskog sistema u delu snabdevanja električnom energijom. Softverski program MESSAGE se koristi za modeliranje sistema, za razvoj scenarija, za analizu troškovno optimalnih energetske puteva i za određivanje optimalne kombinacije tehnologija za proizvodnju električne energije. Proračuni za period 2020-2050 se vrši u intervalu od 5 godina. Razvijena su dva scenarija:

- Scenario 1 – BAU (*business as usual* - bez primene mera) scenario, gde preovladava trenutna energetska struktura, sa trendovima poput trenutnog razvoja. Potrebe za električnom energijom zadovoljavaju termoelektre na uglj, termoelektre na gas, hidroelektre i elektre na obnovljive izvore energije.
- Scenario 2 - Green scenario, gde su gasne termoelektre i nuklearne elektre sa malim modularnim reaktorima tehnologije za bazno opterećenje, a predviđena je intenzivna izgradnja proizvodnih kapaciteta koji koriste obnovljivi izvori energije.

Daljom analizom se dobijaju mogućnosti fleksibilnosti u izgradnji novih objekata u okviru perioda, ekonomski pokazatelji i odgovarajući uticaj na životnu sredinu. Da bi se napravila ekonomska analiza za određenu tehnologiju, kalkulacije se prave za parametre koji su standardni za projekte, kao što su: neto sadašnja vrednost, odnos koristi i troškova, period otplate i interna stopa povratka projekta. Analiziran je uticaj na životnu sredinu preko aspekta emisije CO₂.

Ključne reči - dugoročno planiranje, ekonomski pokazatelji, uticaj na životnu sredinu, alatka MESSAGE, optimalna kombinacija tehnologija

Abstract - In the paper alternatives for expansion of the Macedonian electricity supply system are presented. MESSAGE tool is used for modelling the system, for developing the scenarios, to analyse cost optimal energy pathways and to determine the optimal electricity generation technology mix. The calculations for the period 2020-2050 are made in a 5-year interval. Two scenarios are developed:

- Scenario 1 – BAU (Business as Usual) scenario, where the current energy structure prevailed, with trends like the current development. The electricity demand is satisfied by coal-fired thermal power plants, gas-fired thermal power plants, hydro power plants and renewable power plants.
- Scenario 2 - Green scenario, where gas-fired thermal power

plants and nuclear power representative with small modular reactors are base load technologies, and also intensive construction of production capacities on renewable energy sources is forced.

By making further analysis, the possibility of flexibility in the construction of new facilities within the interval, economic indicators, and appropriate impact on the environment are obtained. In order to make an economic analysis for a particular technology, calculations are made for parameters that are standard for projects, such as: net present value, benefit - cost ratio, payback period and internal rate of return. The environmental impact is analysed of aspect of CO₂ emissions.

Index Terms - Long term planning, Economic indicators, Environment impact, MESSAGE tool, Optimal technology mix

I INTRODUCTION

MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts) is an optimization model used for medium to long-term energy system planning. The tool combines technologies and fuels to construct so-called "energy chains", making it possible to map energy flows from supply (resource extraction) to demand (energy services). The model can help in the design of long-term strategies by analysing cost optimal energy mixes, investment needs and other costs for new infrastructure, energy supply security, energy resource utilization, rate of introduction of new technologies, environmental constraints [1].

In [2], the authors used MESSAGE tool to evaluate the competitiveness of nuclear power plants considering different expansion scenarios for the Brazilian electric system. A research carried by [3] present the possibility and evaluate implications of deploying nuclear power plant in the Nigeria energy mix using MESSAGE for informed electrical energy demand forecast, design energy security pathway in most efficient, cost effective and environment friendly approach.

In this paper, alternatives for expansion of the Macedonian electricity supply system are presented. MESSAGE tool is used to provide the optimal electricity generation technology mix sufficiently enough to feed the country electricity demand.

Two scenarios for the Macedonian electricity supply system for the period 2020 (base year) - 2050 are analysed:

- Scenario 1 – BAU (Business as Usual) scenario, where the current energy structure prevailed, with trends like the current development. The electricity demand is satisfied by coal-fired thermal power plants, gas-fired thermal power plants, hydro power plants and renewable power plants.
- Scenario 2 - Green scenario, where gas-fired thermal power plants and nuclear power representative with small modular reactors (SMR) are base load technologies, and also intensive construction of production capacities on renewable energy sources is forced.

The hydro electricity production candidates are the same for both scenarios, and the additional electricity needs are covered with import.

The authors investigated these two scenarios in their previous work [4]. Energy mix in activity (yearly generated electricity) and activity in representative day for each scenario are presented in the paper. By making further analysis, the economic indicators and appropriate impact on the environment of aspect of CO₂ emissions are going to be presented in this paper.

II MESSAGE MODEL STRUCTURE AND INPUT DATA

In this paper, the MESSAGE tool is used to provide proficient optimized energy scenario that guarantee diverse energy resource option, energy security and efficient delivery system with optimal energy resource mix. The input data for the analysis in the MESSAGE tool were taken from [5-10].

The following general data, data for load region and electricity demand were used:

- Planning period: 2020 (base year) to 2050 in 5 years' time interval
- Discount rate: 8%
- Electricity demand: 7000 GWh/799 MWyr in first year, 2,5% annual growth rate
- Seasons: 4 seasons, each with 1 day representative

The representative day for each season is divided in 3 parts, modelling with 3 intervals inside 0,6/0,2/0,2 which is equivalent of 14,4 hours / 4,8 hours / 4,8 hours for base load/peak load/night load.

Some of the inputs for the scenarios are:

- Imported electricity: 45.7 \$/MWh with growth rate of 3% per year, with capacity of 340 MW for Scenario1 and 200 MW for Scenario 2;
- Coal import and Coal Extraction: 29.9 \$/MWh;
- Oil import: 43.95 \$/MWh, which is near 500 Euro/ton oil;
- Gas import: 35.05 \$/MWh, which is near 250 Euro/1000 Nm³.

Fig. 1 presents the chain structure for the energy supply system modelled in MESSAGE, where all options as fuel types and technologies are modelled. Available capacities (in MW) for the planning period 2020-2050, for the both scenarios are given in Fig. 2 and Fig.3. According to the input data entered in the MESSAGE tool, the results of both scenarios are obtained. Installed capacity (in MW) for each scenario is given in Fig.4 and Fig.5.

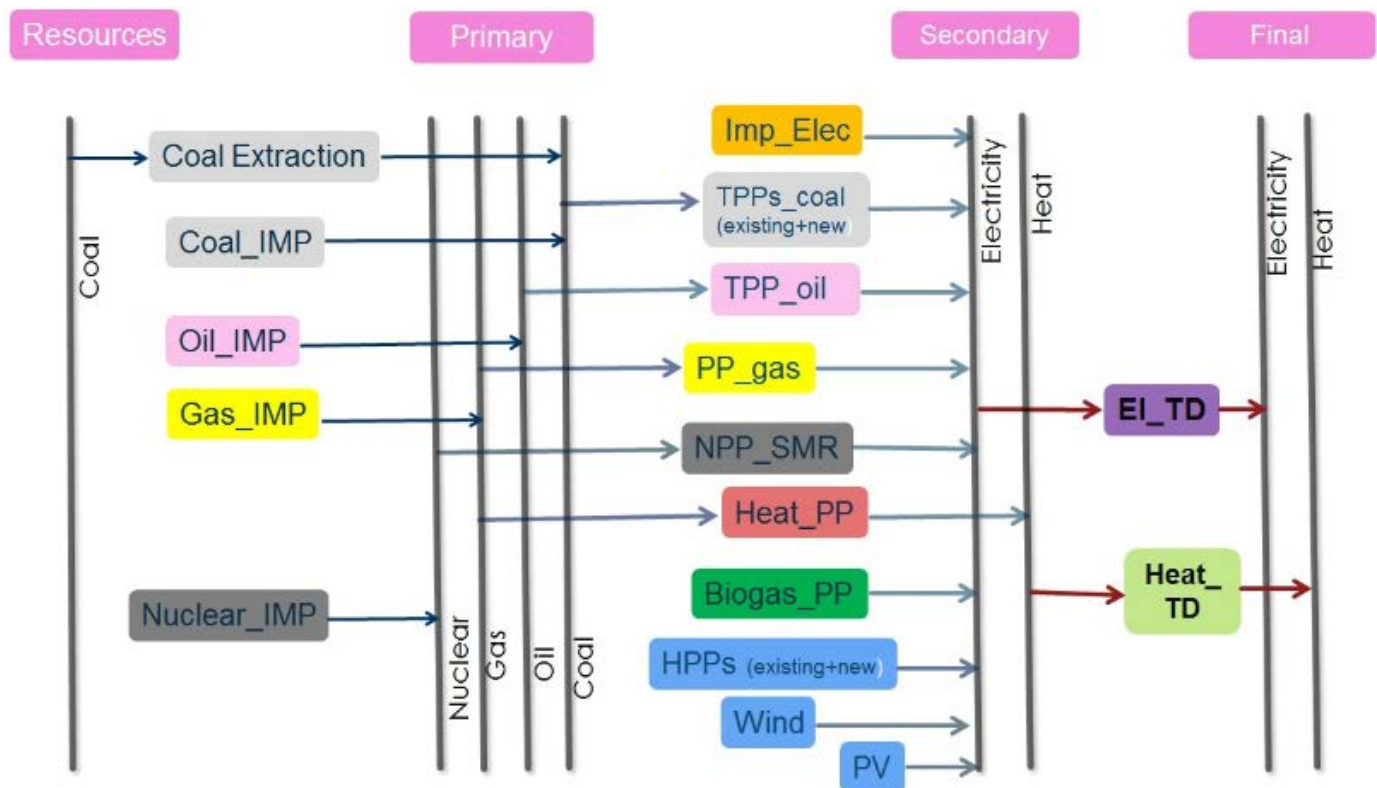


Figure 1. Design of chain structure for energy supply system

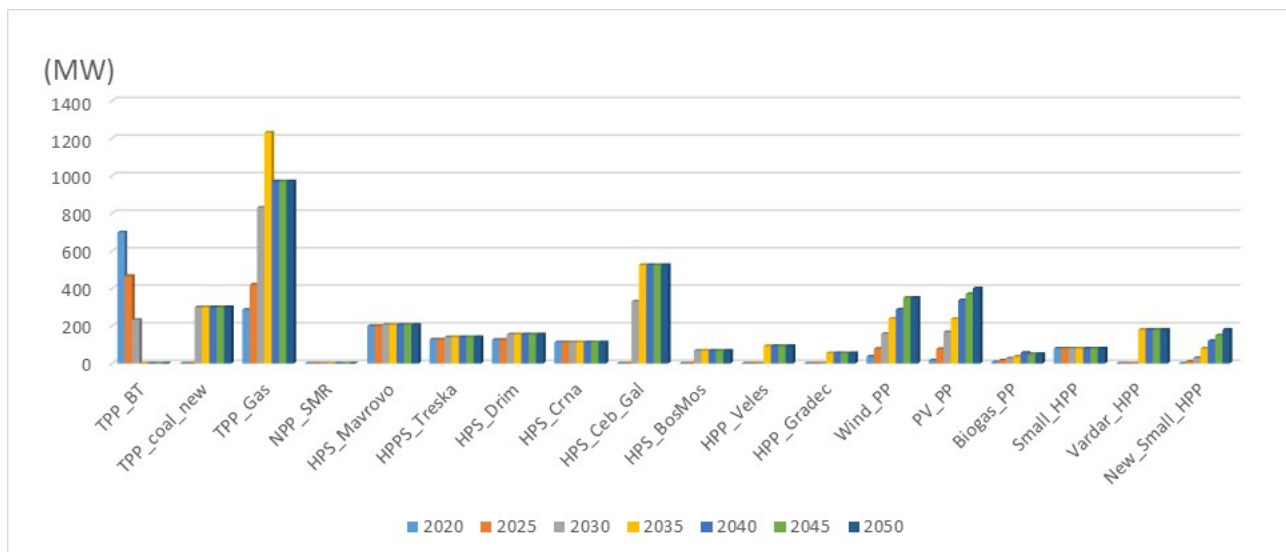


Figure 2. Available capacities (in MW) for the planning period 2020-2050, for Scenario 1 - BAU

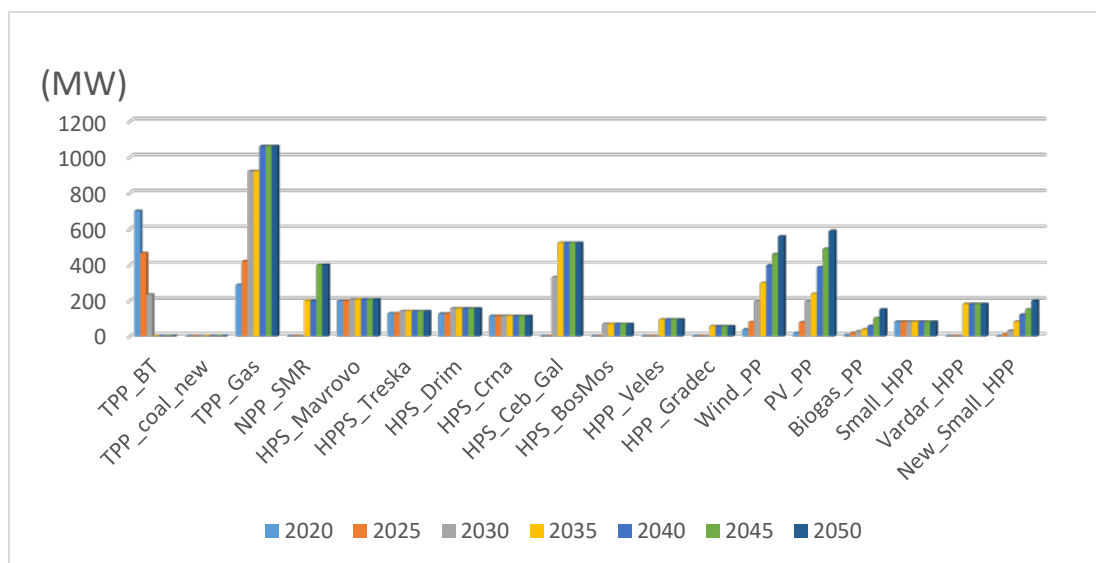


Figure 3. Available capacities (in MW) for the planning period 2020-2050, for Scenario 2 - Green

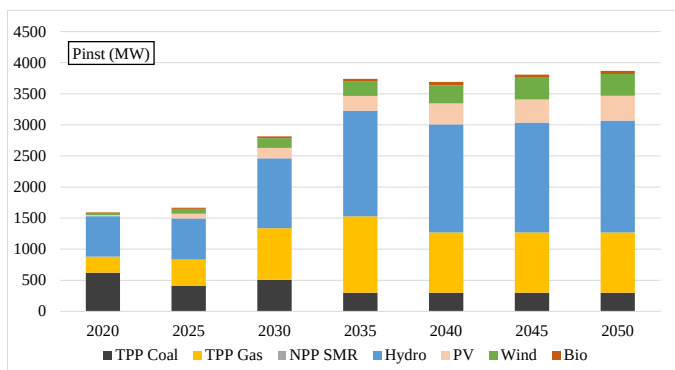


Figure 4. Installed capacities (in MW) for Scenario 1 - BAU

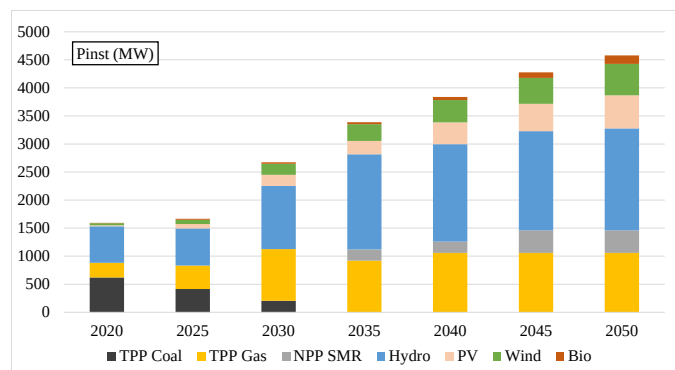


Figure 5. Installed capacities (in MW) for Scenario 2 - Green

III ENVIRONMENTAL IMPACT FROM CO₂ EMISSION

Carbon emission, or CO₂ emission mainly depend on activity of thermal power plants on fossil fuels (coal and gas). According the results from each scenario, chemical content of fossil fuel and technology, the CO₂ emission per generated secondary energy is approximately:

- 1 kg CO₂/kWh generated electricity from coal-fired TPP with 35% efficiency
- 0,35 kg CO₂/kWh generated electricity for gas-fired TPP with 60% efficiency
- 0,27 kg CO₂/kWh generated electricity for gas-fired Heat PP with 80% efficiency

The activity of secondary production and generated energy for each scenario is given in the Table 1. The heat production is the same for each scenario.

According the activity and the CO₂ emission per generated secondary energy, the total CO₂ emission for each scenario are presented in the Fig.6 and Fig. 7.

Table 1. Generated electricity and heat for each scenario

	Electricity (GWh)				Heat (GWh)
	BAU		GREEN		
	Coal	Gas	Coal	Gas	
2020	1934	1367	3161	1367	681
2025	1589	2488	2540	2488	790
2030	0	4134	0	5216	916
2035	0	4144	0	3694	1062
2040	0	5285	0	5216	1231
2045	104	5948	0	6500	1427
2050	1840	5948	0	6500	1654

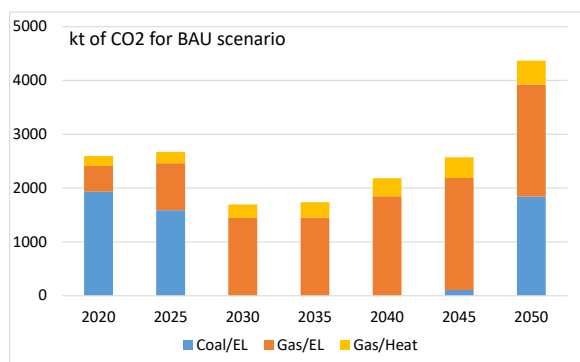


Figure 6. Yearly total emission (in kt of CO₂) per fuel for BAU scenario

The emission in GREEN scenario is the greatest in the first decade due to larger electricity production from coal. The reason is because the import electricity in this scenario is reduced to 200 MW comparing with 340 MW in BAU scenario.

The last decade the emission from GREEN is smallest because there is no coal and SMR nuclear option replace the greater part of base load needs.

The large emission of CO₂ in 2050 for BAU is due to new TPP on coal in 2050.

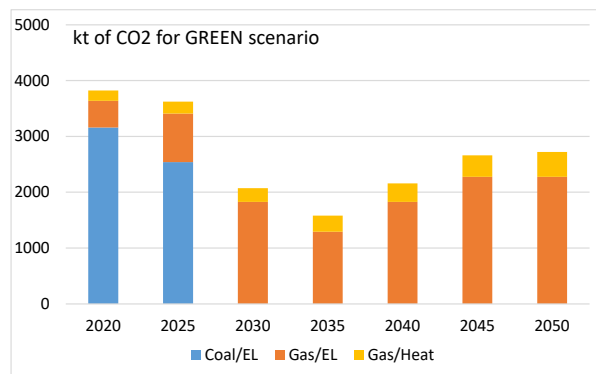


Figure 7. Yearly total emission (in kt of CO₂) per fuel for Green scenario

IV ECONOMIC ANALYSIS FOR GENERATED ENERGY OF THE DIFFERENT TECHNOLOGIES

In order to obtain an economic analysis for a particular technology, calculations have been made for parameters that are standard for projects and investments, such as:

- net present value (NPV);
- benefit - cost ratio (BCR);
- payback period (PBP);
- internal rate of return (IRR).

According the input data for all technologies in supply system, the economic analysis is done for having the value of produced energy as an output from certain technology in the operating period. The value of produced energy is getting in order to have reasonable PBP and to have some minimum NPV at the end of operation period.

The rate parameters for all technologies are given in Table 2.

Table 2. Rate parameters for all technologies

Loan rate (%)	4
Inflation rate (%)	2
Discount rate (%)	6

Loan rate is only for the loan taken for investment for the period of repayment. Inflation rate is for all costs and benefits during the operation period. Discount rate is for cash analyses to be levelled all costs and benefits to the first year of project consideration.

Economic analyses of gas-fired thermal power plant

Input data for this technology are given in Table 3a and Table 3b. The capacity factor is CF=0.80.

Annual annuity is 26.71 M€. The discounted cash flow for gas-fired thermal power plant is presented in Fig. 8.

The production price of electricity is 80 €/MWh in the first year operation and inflation rate of 2 %. This value is driven mainly because fuel costs and carbon tax.

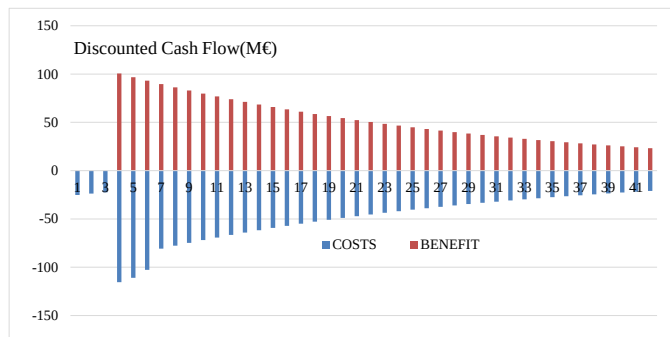
PBP is 22 years, NPV is 67 M€, BCR is 1,033 and IRR is 9%.

Table 3a. Input data for gas-fired thermal power plant

Costs (€/MWh)		Benefit (€/MWh)		Pinst=200 MWe	Inv=600 €/kW
Fuel	35	Electricity	80	Pth=100 MWt	Inv=200 €/kW
O&M	15	Heat	50	Wel=1400 GWh	Tot_Inv=140 M€
Eco (Carbon)	20	Eco	0	Wheat=300 GWh	

Table 3b. Input data for gas-fired thermal power plant

Total Loan (M€)	140
Year of repayment (Years)	6
Construction period (Years)	3
Period of operation (Years)	40

**Figure 8.** Discounted cash flow for gas-fired thermal power plant*Economic analyses of SMR - nuclear technology*

Input data for this technology are given in Table 4a and Table 4b. The capacity factor is CF=0.91.

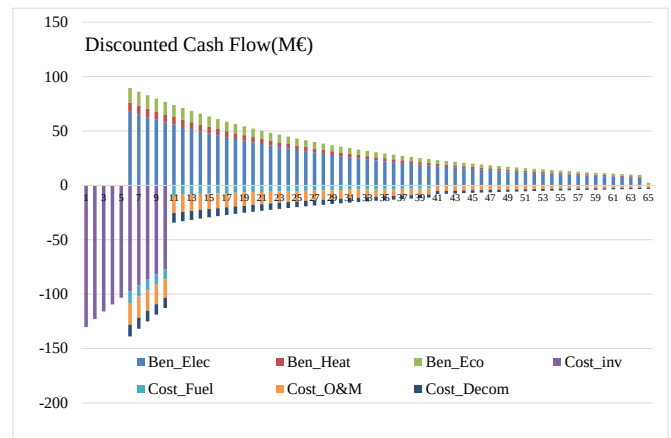
Table 4a. Input data for SMR- nuclear technology

Costs (€/MWh)		Benefit (€/MWh)		Pinst=200 MWe	Inv=5300 €/kW
Fuel	8	Electricity	60	Pth=100 MWt	Inv=500 €/kW
O&M	15	Heat	40	Wel=1600 GWh	Tot_Inv=1120 M€
Eco (Carbon)	8	Eco	10	Wheat=300 GWh	

Table 4b. Input data for SMR-nuclear technology

Total Loan (M€)	1120
Year of repayment (Years)	10
Construction period (Years)	5
Period of operation (Years)	60

Annual annuity is 138.9 M€. The discounted cash flow for SMR-nuclear technology is presented in Fig. 9.

**Figure 9.** Discounted cash flow for SMR-nuclear technology

The production price of electricity is 60 €/MWh in a first year operation and inflation rate of 2 %. The price for heating is 40 €/MWh. This value is driven mainly because investment and ECO cost is because decommissioning.

PBP is 45 years, NPV is 129 M€, BCR is 1.064 and IRR is 6.6%.

Small IRR is because of long period of operation and relatively low price of electricity and heat generated energy.

Economic analyses of PV technology

Input data for this technology are given in Table 5a and Table 5b. The capacity factor is CF=0.16.

Table 5a. Input data for PV technology

Costs (€/MWh)		Benefit (€/MWh)		Pinst=100 MWe	Inv=700 €/kW
Fuel	0	Electricity	60	Pth=0 MWt	Inv=0 €/kW
O&M	15	Heat	0	Wel=140 GWh	Tot_Inv=70 M€
Eco (Carbon)	2	Eco	5	Wheat=0 GWh	

Table 5b. Input data for PV technology

Total Loan (M€)	70
Year of repayment (Years)	5
Construction period (Years)	2
Period of operation (Years)	30

Annual annuity is 15.72 M€. The discounted cash flow for PV technology is presented in Fig. 10.

The production price of electricity is 60 €/MWh in a first year operation and inflation rate of 2 %. This value is driven mainly because investment. ECO cost is because recycle of materials.

PBP is 17 years, NPV is 32 M€, BCR is 1.319 and IRR is 10%.

This technology is not any beneficial by the Government with feed in tariff, because the total quota of photovoltaic power

plants who can use feed in tariff is fulfilled. But this technology has relatively small investment for private concessioners and is commercially available.

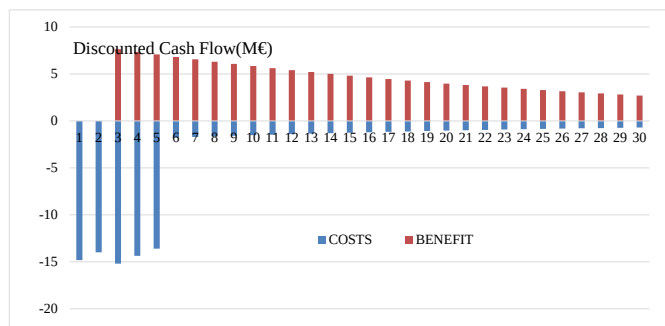


Figure 10. Discounted cash flow for PV technology

Economic analyses of wind power technology

Input data for this technology are given in Table 6a and Table 6b. The capacity factor is CF=0.28.

Table 6a. Input data for wind power technology

Costs (€/MWh)		Benefit (€/MWh)		Pinst=100 MWe	Inv=1500 €/kW
Fuel	0	Electricity	60	Pth=0 MWt	Inv=0 €/kW
O&M	15	Heat	0	Wel=250 GWh	Tot_Inv=150 M€
Eco (Carbon)	2	Eco	5	Wheat=0 GWh	

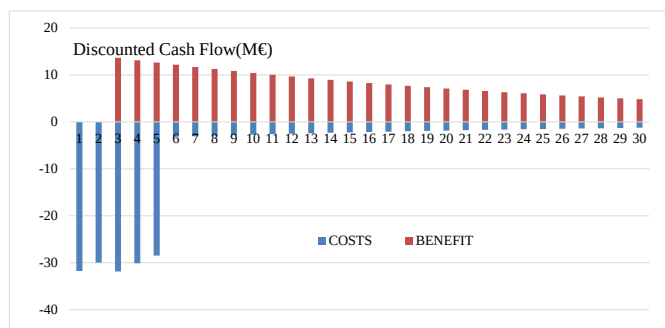


Figure 11. Discounted cash flow for wind power technology. Annual annuity is 33.69 M€. The discounted cash flow for wind power technology is presented in Fig. 11.

Table 6b. Input data for wind power technology

Total Loan (M€)	150
Year of repayment (Years)	5
Construction period (Years)	2
Period of operation (Years)	30

The production price of electricity is 60 €/MWh in a first year

operation and inflation rate of 2 %. This value is driven mainly because investment. ECO cost is because recycle of materials.

PBP is 22 years, NPV is 34 M€, BCR is 1.167 and IRR is 8.2%.

This technology is still beneficial by the Government with feed in tariff of 89 €/MWh, and it is still acceptable investment for private concessioners.

Economic analyses of biogas power technology

Input data for this technology are given in Table 7a and Table 7b. The capacity factor is CF=0.8.

Table 7a. Input data for biogas power technology

Costs (€/MWh)		Benefit (€/MWh)		Pinst=10 MWe	Inv=3500 €/kW
Fuel	50	Electricity	120	Pth=5 MWt	Inv=200 €/kW
O&M	30	Heat	50	Wel=70 GWh	Tot_Inv=36 M€
Eco (Carbon)	0	Eco	10	Wheat=20 GWh	

Table 7b. Input data for biogas power technology

Total Loan (M€)	36
Year of repayment (Years)	5
Construction period (Years)	2
Period of operation (Years)	30

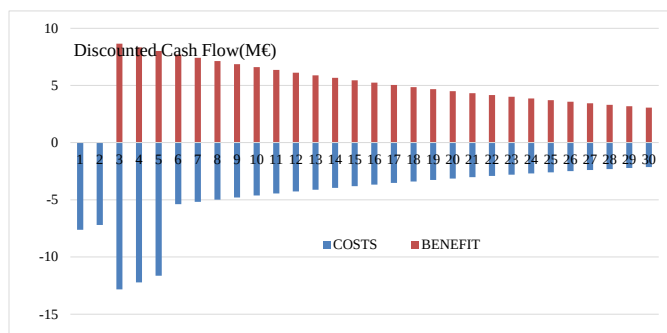


Figure 12. Discounted cash flow for biogas power technology. Annual annuity is 8.09 M€. The discounted cash flow for biogas power technology is presented in Fig.12.

The production price of electricity is 120 €/MWh and 50 €/MWh for heat output with additional is 10 €/MWh as an ECO beneficial.

PBP is 19 years, NPV is 11 M€, BCR is 1.08 and IRR is 9%.

This technology is still beneficial by the Government with feed in tariff of 140 €/MWh for electricity only, and it is still acceptable investment for private concessioners.

Economic analyses of hydro power technology

For this purpose, HPP Veles as hydro power representative is

considered for calculation. Input data for this technology are given in Table 8a and Table 8b. The capacity factor is CF=0.38.

Table 8a. Input data for hydro power technology

Costs (€/MWh)		Benefit (€/MWh)		Pinst=93 MWe	Inv=1800 €/kW
Fuel	0	Electricity	50	Pth=0 MWt	Inv=0 €/kW
O&M	20	Heat	0	Wel=310 GWh	Tot_Inv=167.4 M€
Eco (Carbon)	0	Eco	10	Wheat=0 GWh	

Table 8b. Input data for hydro power technology

Total Loan (M€)	167.4
Year of repayment (Years)	10
Construction period (Years)	6
Period of operation (Years)	50

Annual annuity is 20.64 M€. The discounted cash flow for hydro power technology is presented in Fig. 13.

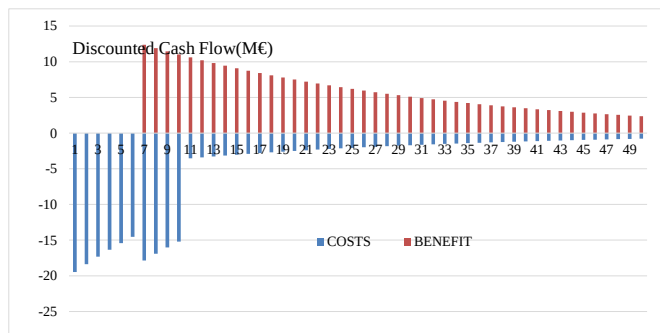


Figure 13. Discounted cash flow for hydro power technology (HPP Veles)

The production price of electricity is 50 €/MWh in a first year of operation with additional 10 €/MWh as an environmental acceptable technology. This value is driven mainly because investment.

PBP is 37 years, NPV is 26 M€, BCR is 1.09 and IRR is 7%.

This technology is representative for hydro power technologies. The price for generated electricity is very dependent on hydrology variation during the year.

All these technologies for energy production give different price of energy output depend on many parameters, or price of energy is a function of investment, operating life, costs, capacity factor, etc. The calculations are made of standard input technical and economic parameters. Some parameters and factors can be taken additional as, balancing costs, auxiliary services as benefit, frequency regulation, reserve capacity, energy storage capacity, etc.

V CONCLUSION

Based on the research in this paper, for development of the Macedonian electricity supply system, certain conclusions can be made.

Reducing carbon emissions from the energy sector

In order to achieve the goal set in the national energy policies, it is necessary to find a way to reduce emissions from existing coal-fired TPPs. On the one hand, the ageing of the equipment, and on the other hand the reduction of the quantities of domestic coal from the existing mines are additional reasons for their reduced production and searching for a way to replace them.

One option in the BAU scenario is to build new modern block(s) with imported coal, where all desulphurization and deNOx technologies would be implemented, but carbon dioxide emissions would be further penalized and included as an additional cost in production. This price is 30 €/tCO₂ with a tendency for further growth, which will certainly additionally burden the production price over 30 €/MWh, i.e. emission of 1.0 tCO₂/MWh.

Another option is to replace the existing base coal technologies with new modern gas technologies, i.e. construction of combine cycle gas turbines (CCGT) with an efficiency of about 60%. In case some of them in urban areas to be used as cogeneration plants (CHP) for electricity and heat production, they would significantly increase the efficiency up to 80% with significantly reduced carbon emissions of 0.27 tCO₂/MWh. Such an option is presented in the second GREEN scenario.

Construction of infrastructure for natural gas supply

To ensure a safe amount of natural gas, it is necessary to build additional supply gas pipe lines taking into account the international gas corridors. With the operability of the two supply lines (the existing one from Bulgaria and the new one from Greece) about 2 bcm per year are provided, which is enough for the quantities projected in both scenarios of this paper. For the coal option, additional cost would be the transport of large quantities for which the railway infrastructure should be strengthened.

Intensive construction of RES technologies

With intensive construction of RES technologies, mostly photovoltaic systems, wind farms, small HPPs, as well as biogas power plants, the energy production infrastructure can be further improved. These option especially intensively is in the second GREEN scenario. This option is also in line with the national energy strategy. According the dynamics of construction of RES technologies, it is necessary to pay special attention to the rest of the production system of conventional technologies of thermal power plants, and especially of hydro power plants. This is important in terms of reliable and secure operation and functionality of the power system. It is necessary to provide sufficiently flexible capacities of hydro units, reversible hydro power plants or gas-fired power plants that would respond to the dynamic and unpredictable behaviour of RES in the energy system.

The challenge for new technologies from the nuclear option

The nuclear option through the construction of SMRs and/or sharing the large units is represented in the second GREEN scenario. From a technical point of view, small modular reactors are the most suitable for small power grids, but for countries with no experience in nuclear technology it is a great challenge. This means providing human resource and establishing infrastructure of necessary national institutions such as nuclear regulatory bodies. Therefore, this option is taken as a technology that is realistically possible after 2030. At the same time, the vendors are expected to improve and make this technology commercially available.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] International Atomic Energy Agency. MESSAGE-Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact, User Manual, 2007.
- [2] Neiva, B.C., Aronne I.D. MESSAGE as a Tool for the Evaluation of the Competitiveness of the Thermonuclear Generation in Brazil, in Proc. *International Nuclear Atlantic Conference, INAC 2007*, Rio de Janeiro, Brazil, 30 September-5 October 2007.
<https://inis.iaea.org/search/searchsinglerecord.aspx?recordsFor=SingleRecord&RN=39093832>
- [3] Abdullahi K., Myung-Sub R. Long term energy plan for Nigeria using MESSAGE code for energy optimization, *International Journal of Engineering Research & Technology*, Vol. 5, No. 11, pp. 210-2013, 2016.
<http://dx.doi.org/10.17577/IJERTV5IS110160>
- [4] Nikolova-Poceva S., Chaushevski A. Long Term Electricity Supply System Planning Including Nuclear Power Option, *BgNS TRANSACTIONS*, Vol. 25, No. 1, pp. 64-70, 2021.
https://repository.ukim.mk/bitstream/20.500.12188/21558/1/12_S.%20Nikolova-Poceva%2c%20A.%20Chaushevski.pdf [pristupljeno 05.03.2022]
- [5] Ministry of economy. National Energy and Climate Plan of the Republic of North Macedonia, 2020, Third Draft Version.
- [6] MANU. Strategy for Energy Development of the Republic of North Macedonia up to 2040, 2019.
[https://economy.gov.mk/Upload/Documents/Energy%20Development%20Strategy_FINAL%20DRAFT%20-%20For%20public%20consultations_ENG_29.10.2019\(3\).pdf](https://economy.gov.mk/Upload/Documents/Energy%20Development%20Strategy_FINAL%20DRAFT%20-%20For%20public%20consultations_ENG_29.10.2019(3).pdf)
- [7] MANU. Revised issue of the Strategy for Energy Development of the Republic of North Macedonia up to 2040, 2020.
- [8] Annual Reports from Energy and Water Services Regulatory Commission of the Republic of North Macedonia. 2021.
https://www.erc.org.mk/odluki/2022.06.02_RKE%20GI%202021-FINAL-ENG.pdf
- [9] Annual Reports and Data from AD MEPSO.
- [10] Annual Reports and Data from AD ESM.

AUTORI/AUTHORS

Anton Chaushevski - full professor, Faculty of Electrical Engineering and Information Technologies, University of Skopje, Macedonia, caus@feit.ukim.edu.mk, ORCID [0000-0002-5273-9232](https://orcid.org/0000-0002-5273-9232)

Sofija Nikolova-Poceva - associate professor, Faculty of Electrical Engineering and Information Technologies, University of Skopje, Macedonia, nsofija@feit.ukim.edu.mk, ORCID [0000-0002-6068-987X](https://orcid.org/0000-0002-6068-987X) (corresponding author)

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