

Energetski nezavisne hibridne mikromreže sa fotonaponskim sistemima, biogasnim agregatom i baterijskim skladištem

Nikola Bogdanović*, Željko Đurišić**, Marijan Rančić***

* ELEM & ELGO d.o.o. Beograd

** Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet

*** New Energy Solutions d.o.o. Beograd

Rezime – U radu je analiziran rad hibridne mikromreže sačinjene od fotonaponskog sistema, biogasnog postrojenja i baterijskog sistema za skladištenje energije. Definisan je problem fiktivnog naselja u centralnoj Srbiji koje je sačinjeno od 10 domaćinstava koja donose odluku da formiraju mikromrežu i na taj način se potpuno izoluju od distributivne mreže. Sproveden je ogled u cilju procene potrošnje električne energije svakog domaćinstva, pri čemu su formirana tri različita modela potrošnje kako bi se realnije predstavila jednovremenost snage. Na osnovu dobijenih podataka, dimenzionisan je sistem koji se u najvećoj meri oslanja na proizvodnju iz fotonaponskih sistema instaliranih na krovovima domaćinstava. Baterijski sistem za skladištenje energije koristi se za rešavanje dnevno-noćnih disbalansa između potrošnje i proizvodnje, dok je centralni biogasni agregat predviđen za pokrivanje sezonskih disbalansa usled promenljive dostupnosti solarne energije tokom godine. Predložene su tri različite varijante rešenja u zavisnosti od kapaciteta baterijskog sistema i instalisane snage biogasnog agregata. Kao glavni kriterijum prilikom dimenzionisanja sistema i izbora najboljeg rešenja korišćen je LOLP indeks pouzdanosti mikromreže. Pored toga, sprovedena je ekonomska i ekološka analiza izgradnje i eksploatacije predložene mikromreže. Na kraju rada, prikazani su uporedni rezultati svih varijanti, na osnovu kojih je izveden zaključak. Ovakav koncept hibridne mikromreže predstavlja održivo rešenje kako za postizanje energetske nezavisnosti i pouzdanosti napajanja manjih naselja, tako i za povećanje žilavosti elektroenergetskog sistema i očuvanje životne sredine.

Ključne reči – mikromreža, fotonaponski sistemi, biogasni agregati, baterijsko skladište

I UVOD

Konvencionalni elektroenergetski sistemi zasnovani na postojanju velikih proizvodnih centara, razvijene prenosne i distributivne mreže su do skoro bili jedini oblik proizvodnje i upotrebe električne energije. Pored brojnih prednosti od kojih se posebno ističe jednostavna regulacija proizvodnje u skladu sa predviđenom potrošnjom, ovakav sistem sa sobom nosi i brojne nedostatke. Pre svega, proizvodnja u konvencionalnim sistemima se uglavnom zasniva na sagorevanju fosilnih goriva. Problemi zagađenja životne sredine i podizanja srednje temperature atmosfere samo su neki od problema koji su sve više tema stručnjaka iz oblasti energetike širom sveta. Razvojem saznanja i tehnologija u oblasti obnovljivih izvora energije (OIE), navedeni

problemi bi mogli biti rešeni u velikoj meri. Međutim, varijabilnost proizvodnje ovakvih izvora takođe predstavlja poteškoću koju je neophodno savladati kako bi sistem funkcionisao pouzdano i stabilno [1-3].

Najbolja rešenja podrazumevaju kombinaciju više ovakvih alternativnih izvora. U ovom radu, biće definisan jedan problem potencijalne mikromreže na teritoriji centralne Srbije koji kombinuje nekoliko različitih tehnologija – fotonaponski (PV – *Photovoltaic*) sistem, baterijski sistem za skladištenje energije i biogasni agregat [4].

II SOLARNA ENERGETIKA

Sunčeva energija kao osnovni izvor energije na Zemlji, predstavlja praktično neiscrpan izvor energije, koja se procesom fotonaponske konverzije jednostavno pretvara u električnu. Pri tome, proces je ekološki održiv. Zahvaljujući svom geografskom položaju, Srbija spada u zemlje sa vrlo dobrim solarnim potencijalom. Srbiju karakteriše i ravnomerna geografska raspodela solarnog potencijala, što omogućava primenu ovakvih sistema gotovo u svim delovima države. Međutim, kako bi upotreba solarne energije bila efikasna, neophodno je savladati nekolicinu izazova. Pre svega, solarna energija je dostupna tokom dana, dok je tokom noći energiju potrebno obezbediti iz nekog drugog izvora. Takođe, na horizontu od jedne godine, promena godišnjih doba umnogome utiče na različitost proizvodnje tokom letnjih meseci kada se mogu javiti viškovi proizvedene energije i zimskih meseci kada energija Sunca koja dopire do Zemlje nije dovoljna da pokrije celokupnu potražnju. Najzad, prilikom bilo kakvog zasenčenja PV panela, nezavisno od trajanja, proizvodnja iz solarnog sistema se redukuje ili prestaje. Sve navedene izazove pažljivo treba predvideti i rešiti primenom drugih sistema za proizvodnju energije [2], [5].

III BIOGAS KAO ENERGETSKI RESURS

Biogas je OIE koji predstavlja mešavinu gasova koja nastaje razlaganjem organske materije bez prisustva kiseonika – tzv. anaerobna digestija. Osnovna sirovina za proizvodnju biogasa jeste biomasa koja se u zavisnosti od porekla može svrstati u pet glavnih grupa: otpad od poljoprivrede i srodnih industrija, čvrsti komunalni otpad, komunalne otpadne vode, životinjski izmet i industrijski mulj.

Najčešći način korišćenja biogasa jeste njegovo sagorevanje radi proizvodnje električne i toplotne energije. U elektranama na

biogas, električnu energiju proizvode generatori koje pogone motori sa unutrašnjim sagorevanjem (SUS motori) ili parne turbine kao kod parnih termoelektrana, s tim da je pogonsko gorivo biogas. Efikasnost ovakvih postrojenja je oko 20%, međutim, ukoliko bi se toplota stvorena u procesu sagorevanja pametno iskoristila, efikasnost ovakvih kogeneracionih postrojenja može dostići vrednost od čak 80%.

Jedna od glavnih prednosti ovakvih proizvodnih jedinica u odnosu na druge OIE poput solarnih elektrana ili vetroelektrana jeste mogućnost kontinuirane proizvodnje, što povećava pouzdanost čitavog sistema. Takođe, proces proizvodnje biogasa značajno može smanjiti količinu otpada. Za razliku od fosilnih goriva, biogas se može proizvoditi lokalno. Treba biti obazriv jer sagorevanje biogasa takođe ispušta značajnu količinu CO₂, stoga proizvodnju energije iz biogasa treba da prate adekvatne šumske i poljoprivredne aktivnosti.

Na svetskom nivou, Nemačka i Danska prednjače kada je reč o upotrebi biogasa. Srbija, kao država sa ogromnim poljoprivrednim potencijalom, ima priliku da dobro isplaniranim investicijama razvije ovaj sektor.

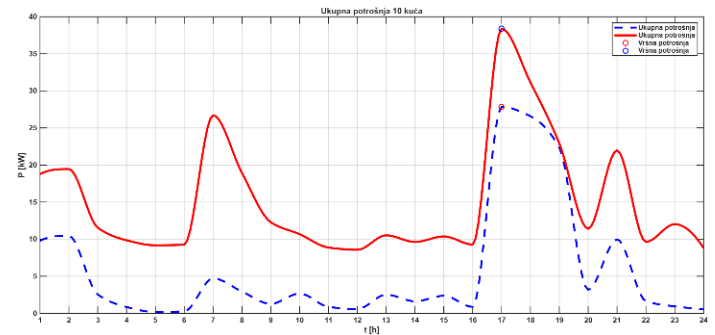
Za proizvodnju velike količine biogasa, koriste se velika postrojenja sa digestorom sa fiksnom kupolom. Međutim, u manjim sredinama – ruralna područja, industrijski centri, teško dostupni tereni – primenjuju se kompaktniji sistemi prilagođeni lokalnim potrebama [6]. Ovakvi sistemi su osmišljeni da budu jednostavni za instalaciju, upotrebu i održavanje [7]. Najzad, za individualne potrošače i mikromreže manjeg kapaciteta, moguće je instalirati biogasne agregate bez kompleksnih postrojenja [8]. Biogasni agregat funkcioniše po principu SUS motora koji koristi biogas kao pogonsko gorivo. Biogasni agregati često dolaze u konfiguraciji koja, pored pogona za proizvodnju električne energije, podrazumeva i sistem za proizvodnju toplotne energije [9]. Uvažavajući potencijal Republike Srbije za proizvodnju biogasa razmotren u master radu [7], u ovoj analizi pretpostavlja se snabdevanje agregata biogasom iz spoljnog izvora, pri čemu raspoloživost goriva na konkretnoj lokaciji nije posebno analizirana.

IV DEFINICIJA PROBLEMA I DIMENZIONISANJE SISTEMA

Posmatra se fiktivno naselje u centralnoj Srbiji, u okolini grada Kraljeva. Naselje čini deset porodičnih kuća približno iste površine (120-140 m²). Grejanje i hlađenje prostorija se ostvaruje toplotnim pumpama. Usvojeno je da je ukupna godišnja potrošnja svih domaćinstava jednaka, dok se dnevni dijagrami potrošnje razlikuju. Vlasnici domaćinstava donose odluku da se potpuno odvoje od lokalne distributivne mreže.

Prvi korak jeste izbor lokalnog proizvodnog sistema. Odlučeno je da svako domaćinstvo uloži u sopstveni PV sistem, dimenzionisan tako da pokrije ukupne godišnje potrebe za električnom energijom. Potrošnja domaćinstava modelovana je na osnovu merenja potrošnje pojedinih uređaja, procena i tehničkih specifikacija kućnih aparata, prema postupku opisanom [7]. Usvojena mesečna potrošnja po domaćinstvu iznosi 420 kWh van grejne sezone i 1100 kWh tokom grejne sezone, odnosno približno 14 kWh i 37 kWh dnevno, respektivno. Kako bi se sagledalo više scenarija i dobili realniji

profili potrošnje, pretpostavljena su tri različita modela potrošnje. Smatra se da je dnevni raspored neupravljive potrošnje jednak za svih deset domaćinstava, dok je upravljiva potrošnja zavisna od navika članova domaćinstva. Prvi model potrošnje, čiji trend prati pet od deset kuća, podrazumeva veću upotrebu električne energije tokom noćnih sati. Drugi model potrošnje, koji prati tri od deset domaćinstava, podrazumeva veću potrošnju tokom obdanice. Najzad, treći model, čiji trend prate preostala dva domaćinstva, podrazumeva ravnomernu potrošnju tokom čitavog dana. Na Slici 1 je prikazana dnevna potrošnja čitavog konzuma.



Slika 1. Ukupna dnevna potrošnja konzuma

Ukupna godišnja potrošnja za pojedinačno domaćinstvo je:

- van grejne sezone:

$$W_{VGS} = 6 * 420 = 2520 \text{ kWh/god} \quad (1)$$
- u grejnoj sezoni:

$$W_{GS} = 6 * 1100 = 6600 \text{ kWh/god} \quad (2)$$
- ukupno:

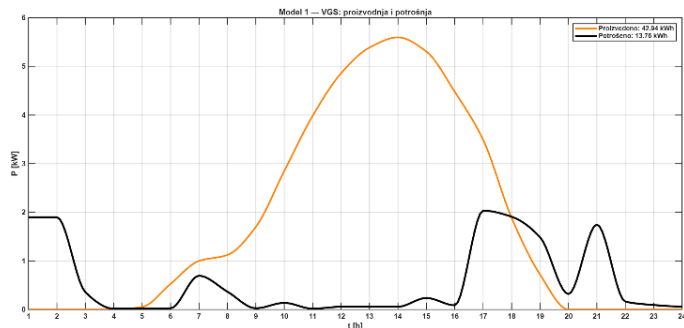
$$W = W_{VGS} + W_{GS} = 9120 \text{ kWh/god} \quad (3)$$

Neophodno je uzeti u obzir degradaciju PV sistema, kao i realan očekivani porast potrošnje. Za dimenzionisanje PV sistema, korišćen je softver Pvsyst 8.0. Smatra se da su sva domaćinstva u radijusu od 1 km, te da nije potrebno dimenzionisati deset sistema. Podaci koji su korišćeni u procesu dimenzionisanja su: koordinate lokacije 43,705 N, 20,667 E, azimutni ugao od 20°, dvovodni krov nagiba krovne površi od 33°, dimenzije jedne strane krova 7 m x 6,8 m. Nakon iterativnog procesa koji podrazumeva odabir inicijalne instalisane snage PV panela, simulacije rezultata i eventualnog korigovanja instalisane snage, odabrano je rešenje koje podrazumeva fotonaponski panel snage 9,1 kWp i inverter snage 8 kW. Svaki PV niz je povezan preko MPPT¹ kontrolera radi optimalnog praćenja radne tačke i maksimalnog iskorišćenja solarne energije u uslovima promenljivog zračenja i temperature. Proizvodnja svakog pojedinačnog sistema se sabira u zajedničkom DC čvoru, odakle se snaga usmerava direktno ka potrošačima ili ka sistemu za skladištenje, u zavisnosti od trenutnog energetskeg bilansa. Simulacija pokazuje da će ovakav sistem, sačinjen od deset manjih PV sistema u prvoj godini proizvesti oko 102 MWh. Kako je potražnja za električnom energijom, tek nešto veća od 91 MWh, zaključuje se da je sistem od 10 x 9,1 kWp dovoljan.

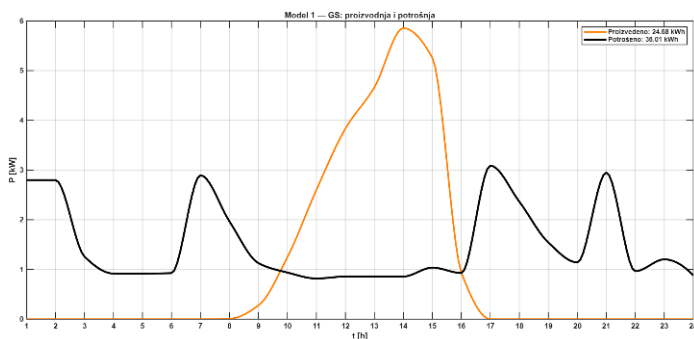
U cilju pravilnog dimenzionisanja čitave mikromreže, potrebno je analizirati vremensku neusklađenost proizvodnje i potrošnje

¹ MPPT – Maximum Power Point Tracker

kako na dnevnom, tako i na sezonskom nivou. Odabrana su dva dana u godini – jedan van grejne sezone – 23. jun i jedan u grejnoj sezoni – 25. decembar. Na Slikama 2 i 3, prikazani su dijagrami proizvodnje i potrošnje za ova dva dana za prvi model potrošača. Pomenuti dani korišćeni su isključivo za ilustraciju dnevno-noćnog i sezonskog disbalansa i ne predstavljaju osnovu za dalji proračun tehnno-ekonomske analize.



Slika 2. Proizvodnja i potrošnja za model 1, van grejne sezone



Slika 3. Proizvodnja i potrošnja za model 1, grejna sezona

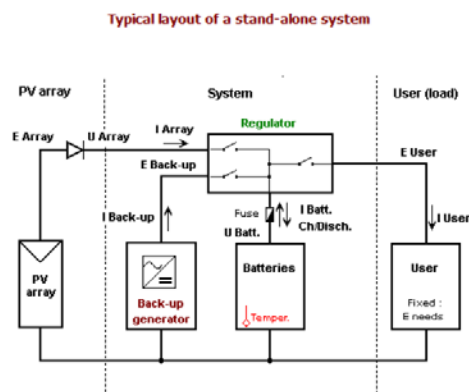
Sa grafika se jasno mogu uočiti dva ključna problema koje je neophodno rešiti prilikom dimenzionisanja sistema.

Prvi problem je dnevno-noćni dizbalans. Odnosi se na razliku između dnevne proizvodnje i noćne potrošnje. Proizvodnja iz PV sistema je dostupna isključivo danju, dok se potrošnja javlja i u noćnim satima, kada solarna energija nije dostupna. Iako se veliki deo potrošnje, tzv. upravljivi deo, može pomeriti u dnevne sate, postoji i značajan deo uređaja koji rade neprekidno kao što je, na primer, frižider. Takođe, pomeranje rada pojedinih uređaja, poput toplotne pumpe i šporeta, narušava komfor i navike korisnika. Da bi se obezbedilo napajanje tokom noćnih sati, neophodno je uvesti sistem za skladištenje električne energije koji će tokom dana čuvati viškove proizvedene energije, a noću ih isporučivati potrošačima. Skladište omogućava da se premesti vremenski jaz između perioda kada je dostupno Sunčevo zračenje i kada nije, čime se postiže veća energetska autonomija i smanjuje potreba za radom rezervnih izvora.

Drugi problem se odnosi na razliku između proizvodnje i potrošnje tokom različitih godišnjih doba. Tokom letnjih meseci, solarna proizvodnja je znatno veća zbog većeg intenziteta zračenja Sunca i dužeg trajanja dana, dok je potrošnja u istom periodu očekivano manja jer ne postoji potreba za zagrevanjem prostorija. Nasuprot tome, tokom zimskih meseci se javlja povećana potrošnja, dok je proizvodnja iz PV sistema značajno manja usled smanjene insolacije i kraće obdаницe. Ova sezonska

neusaglašenost predstavlja ozbiljan izazov u projektovanju izolovanih sistema, jer za njeno prevazilaženje nije dovoljan sistem za skladištenje u vidu akumulacione baterije, već je potrebno odabrati i dobro dimenzionisati dopunski izvor energije koji obezbeđuje pouzdanost i stabilnost u zimskom periodu. U ovom radu je u tu svrhu predviđen centralni biogasni agregat koji obezbeđuje električnu energiju tokom sezonskog manjka.

Na Slici 4 je prikazana tipična šema samostalnog (*stand-alone*) sistema formirana u softveru *Pvsyst 8.0*.



Slika 4. Tipična šema samostalnog (*stand-alone*) sistema

U ovom radu su razmotrene tri različite varijante baterijskih sistema za skladištenje energije različitih kapaciteta:

- Varijanta A: Baterija velikog kapaciteta (600 kWh, oko 480 kWh upotrebljive energije),
- Varijanta B: Baterija malog kapaciteta (200 kWh, oko 150 kWh upotrebljive energije),
- Varijanta C: Baterija velikog kapaciteta (400 kWh, oko 320 kWh upotrebljive energije), uparena sa sistemom za direktno upravljanje potrošnjom električne energije.

Sve varijante podrazumevaju centralni sistem skladištenja. Veći kapacitet skladišta omogućava bolje premošćavanje dnevno-noćnih razlika u proizvodnji i potrošnji, kao i veći stepen lokalno snabdevene potrošnje u letnjem periodu. Sa druge strane, manja baterija ima ograničene mogućnosti skladištenja, što dovodi do češće potrebe za radom dopunskog izvora, posebno zimi tokom noćnih sati. Na kraju, prebacivanje velikih, upravljivih potrošača u sate kada je Sunčeva energija dostupna, omogućava izbor baterije srednjeg kapaciteta.

Pored skladišta, neophodno je dimenzionisati i centralni biogasni agregat, koji obezbeđuje energiju u trenucima kada solarna proizvodnja i baterija nisu dovoljne. Njegova uloga je posebno značajna zimi, kada se istovremeno javlja smanjena iradijacija i povećana potrošnja zbog sistema grejanja. Pošto sistem nije povezan na distributivnu mrežu, agregat mora biti dimenzionisan tako da obezbedi potpunu energetska autonomiju.

Ključni kriterijum koji je korišćen prilikom izbora kombinacija snage agregata i kapaciteta baterije je LOLP (*Loss of Load Probability*) indeks. LOLP indeks predstavlja ukupan broj sati/dana tokom godine kada sistem nije u stanju da zadovolji zahtevanu potrošnju. Naziva se i indeks pouzdanosti mreže. Visoka vrednost LOLP indeksa ukazuje da u toku godine postoji značajan broj sati kada sistem nije u stanju da obezbedi energiju

potrošačima, dok niže vrednosti ukazuju na visoku pouzdanost sistema. Usvojena je kritična vrednost LOLP indeksa od 3,3% na mesečnom nivou, što odgovara okvirno 24 sata nedovoljnog snabdevanja po mesecu. Ovaj kriterijum je direktno uticao na izbor snage biogasnog agregata i kapaciteta baterije, jer upravo ova dva elementa obezbeđuju energetske rezervu u trenucima kada proizvodnja iz PV sistema nije dovoljna. Vrednosti LOLP indeksa su dobijene na osnovu godišnjih simulacija rada sistema u programu Pvsyst 8.0, gde je praćeno mesečno pokriće potrošnje električne energije u zavisnosti od raspoložive solarne energije, stanja baterije i rada agregata. Takođe, treba imati u vidu da ni javna distributivna mreža ne obezbeđuje potpunu pouzdanost napajanja domaćinstava, tako da usvojeni LOLP približno odgovara raspoloživosti distributivne mreže kod realnih seoskih domaćinstava u Srbiji.

Na osnovu svega navedenog, analizirane su tri kombinacije sistema baterijskog skladišta i biogasnog agregata:

Rešenje 1: Baterija kapaciteta 600 kWh uparena sa biogasnim agregatom od 12 kW – u ovom slučaju, sistem se u najvećoj meri oslanja na skladište energije koje premošćava dnevno-noćne razlike. Biogasni agregat se koristi retko, uglavnom u zimskom periodu i tokom dužih nepovoljnih meteoroloških uslova. Simulacija pokazuje da LOLP indeks ostaje ispod 3,3% u svim mesecima, što ukazuje na stabilan i pouzdan rad. U Tabeli 1 je prikazan energetski bilans po mesecima za Rešenje 1.

Tabela 1. Energetski bilans po mesecima za Rešenje 1

Mesec	E_{Array} (kWh)	E_{Load} (kWh)	E_{User} (kWh)	E_{Bkup} (kWh)	$SolFrac$ (ratio)	T_{LOL} (Hour)	Pr_{LOL} (%)
Jan.	4964	11000	10909	6350	0,419	3	0,46
Feb.	6229	11000	10883	5317	0,516	4	0,64
Mar.	9340	11000	10960	2558	0,773	1	0,14
Apr.	5055	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Maj	4695	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Jun	4697	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Jul	4695	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Avg.	4678	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Sep.	4567	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Okt.	7379	11000	10950	4014	0,632	2	0,30
Nov.	5266	11000	10674	6085	0,432	15	2,03
Dec.	3853	11000	10544	7375	0,308	19	2,56
GOD	65417	91200	90140	31698	0,648	45	0,51

Legenda:

E_{Array} – ukupan iznos lokalno proizvedene električne energije

E_{Load} – ukupna potrošnja električne energije posmatrane mikromreže

E_{User} – količina električne energije koja je stvarno isporučena korisniku (stvarno zadovoljena potrošnja)

E_{Bkup} – ukupna količina električne energije obezbeđena pomoćnim izvorom – u ovom slučaju biogasni agregat

$SolFrac$ – Solarna frakcija – odnos između količine energije obezbeđene PV sistemom i ukupne potrošnje u posmatranom periodu

T_{LOL} – ukupan broj sati u toku pojedinačnog meseca i čitave godine kada sistem nije bio u stanju da zadovolji potrebe potrošača

Pr_{LOL} – procenat vremena u odnosu na ukupno trajanje posmatranog perioda tokom koga je došlo do nedovoljnog snabdevanja (ovaj indikator je ključna mera pouzdanosti sistema – manji procenat znači veću pouzdanost)

Rešenje 2: Baterija kapaciteta 200 kWh uparena sa biogasnim agregatom od 20 kW – smanjen kapacitet skladišta dovodi do češćeg uključivanja agregata, posebno tokom noći i zime. Iako veća snaga agregata omogućava pokrivanje vršnih opterećenja i zadovoljava LOLP uslov, ova konfiguracija ima manji stepen lokalno snabdevane potrošnje iz PV sistema i veću zavisnost od

rada agregata. U pojedinim periodima simulacije javljala su se upozorenja zbog ograničenog kapaciteta baterije, ali su ona zanemarena jer je agregat dimenzionisan da preuzme celokupno opterećenje u tim uslovima. U Tabeli 2 je prikazan godišnji energetski bilans za Rešenje 2.

Tabela 2. Energetski bilans za čitavu godinu za Rešenje 2

Mesec	E_{Array} (kWh)	E_{Load} (kWh)	E_{User} (kWh)	E_{Bkup} (kWh)	$SolFrac$ (ratio)	T_{LOL} (Hour)	Pr_{LOL} (%)
Jan.	4485	11000	10972	7165	0,366	1	0,17
Feb.	4729	11000	11000	6942	0,386	0	0,00
Mar.	6207	11000	10937	5514	0,509	3	0,35
Apr.	4723	4200	4200	88	0,980	0	0,00
Maj	4740	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Jun	4704	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Jul	4658	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Avg.	4723	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Sep.	4493	4200	4200	134	0,969	0	0,00
Okt.	5476	11000	10891	6160	0,447	5	0,61
Nov.	4381	11000	10627	6935	0,355	15	2,14
Dec.	3436	11000	10543	7769	0,276	19	2,58
GOD	56755	91200	90170	40707	0,555	43	0,49

Rešenje 3: Treće razmotreno rešenje predstavlja kombinaciju baterije srednjeg kapaciteta i agregata manje snage, uz uvođenje sistema za direktno upravljanje potrošnjom (*DMS – „Demand Side Management”*) kao mehanizma za poboljšanje energetske efikasnosti sistema. [3] Baterijski sistem kapaciteta 400 kWh omogućava pouzdano premošćavanje većine dnevno-noćnih disbalansa leti, dok biogasni agregat snage 12 kW obezbeđuje rezervno napajanje u slučajevima dužih nepovoljnih zimskih uslova. Ključna novina je direktno pomeranje rada upravljivih potrošača u dnevne sate. Time se postiže bolje korišćenje lokalno proizvedene energije i smanjuje se potreba za skladištenjem i naknadnim noćnim isporučivanjem. Godišnja simulacija pokazuje da konfiguracija sa osrednjim kapacitetom baterije i manjim biogasnim agregatom takođe omogućava pouzdan rad sa LOLP indeksom ispod 3,3% tokom svih meseci. U Tabeli 3 je prikazan godišnji energetski bilans za Rešenje 3.

Tabela 3. Energetski bilans za čitavu godinu za Rešenje 3

Mesec	E_{Array} (kWh)	E_{Load} (kWh)	E_{User} (kWh)	E_{Bkup} (kWh)	$SolFrac$ (ratio)	T_{LOL} (Hour)	Pr_{LOL} (%)
Jan.	4964	11000	10904	6352	0,419	6	0,75
Feb.	6229	11000	10792	5153	0,522	14	2,10
Mar.	9340	11000	10906	2430	0,778	5	0,71
Apr.	4887	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Maj	4667	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Jun	4661	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Jul	4684	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Avg.	4660	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Sep.	4556	4200	4200	0	1,000	0	0,00
Okt.	7379	11000	10960	4238	0,618	3	0,34
Nov.	5266	11000	10631	5874	0,441	21	2,86
Dec.	3853	11000	10629	7301	0,315	20	2,71
GOD	65145	91200	90022	31348	0,650	68	0,78

Uporedna analiza rešenja pokazuje da prvo rešenje, sa većim skladištem i manjim agregatom, obezbeđuje pouzdan, stabilan i efikasan rad sistema tokom čitave godine. Vrednost LOLP indeksa iznosi nešto više od pola procenta godišnje (oko 45 sati/god.), što ukazuje na visoku pouzdanost. Drugo rešenje, sa manjim skladištem i većim agregatom takođe zadovoljava kriterijum pouzdanosti sa LOLP indeksom od oko pola procenta

godišnje (oko 43 sata/god.), ali uz veću zavisnost od rada biogasnog agregata i manjeg stepena snabdevanja iz distributiranih PV panela, naročito zimi. Treće rešenje sa srednjim kapacitetom skladišta, manjom snagom agregata i uvođenjem sistema za upravljanje potrošnjom, postiže godišnju vrednost LOLP indeksa od oko 0,8% (nešto više od 68 sati/god.), što je za nijansu lošije nego u prethodna dva slučaja, ali je takođe znatno ispod usvojenog kriterijuma pouzdanosti. Iako zahteva promenu navika potrošača, ovo rešenje predstavlja dobar tehnički kompromis između pouzdanosti, stepena iskorišćenja proizvedene energije iz PV sistema i mogućnosti smanjenja investicionih troškova.

Nedovoljno snabdevanje dominantno se javlja tokom zimskog perioda, kada je proizvodnja iz PV sistema kao primarnog izvora veoma ograničena. Tokom januara, februara, novembra i decembra zabeleženo je ukupno približno 41 h nedovoljnog napajanja za Rešenje 1, oko 36 h za Rešenje 2, i približno 60 h za Rešenje 3. Konačan izbor optimalne konfiguracije zahtevao bi dodatnu ekonomsku i ekološku analizu, kojom bi se u potpunosti sagledale prednosti i ograničenja predloženih varijanti.

V EKONOMSKA ANALIZA

Pored tehničke izvodljivosti i pouzdanosti, jedan od ključnih kriterijuma prilikom planiranja i realizacije izolovanih sistema jeste i ekonomska opravdanost izabrane konfiguracije. Ulaganja u PV sisteme, skladište i rezervne izvore podrazumevaju značajne kapitalne troškove, ali i dugoročne operativne troškove tokom eksploatacionog veka sistema. Stoga je neophodno sprovesti ekonomsku analizu kako bi se različite varijante mogle pouzdano uporediti i proceniti njihova isplativost u odnosu na scenario u kome bi snabdevanje bilo zasnovano na energiji iz lokalne distributivne mreže [10], [11].

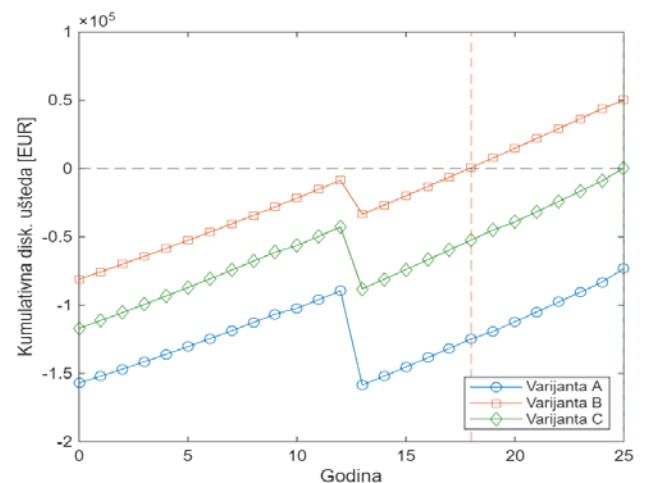
Cilj ekonomske analize je da se kvantifikuju ukupni životni troškovi sistema u periodu od 25 godina, kao i da se izračunaju parametri koji omogućavaju procenu dugoročne ekonomske efikasnosti. Jedan od ključnih pokazatelja jeste nivelisani trošak proizvodnje energije (*LCOE – Levelized Cost of Energy*), koji predstavlja prosečni trošak proizvodnje jednog kWh električne energije tokom životnog veka sistema, uzimajući u obzir sve kapitalne i operativne troškove diskontovane na sadašnju vrednost [€/kWh]. Pored toga, određuje se i diskontovani period povrata investicije, koji pokazuje nakon koliko godina se inicijalno ulaganje nadoknađuje ostvarenim uštedama u odnosu na referentni scenario snabdevanja iz mreže [12].

Ekonomska analiza sprovedena je na vremenskom horizontu od 25 godina, što odgovara očekivanom životnom veku PV sistema. U analizu su uključeni investicioni troškovi sistema, troškovi goriva za rad biogasnog agregata i troškovi održavanja, kao i troškovi zamene opreme tokom eksploatacionog perioda. Sve vrednosti diskontovane su na sadašnji trenutak. Usvojena vrednost diskontne stope iznosi 4,5 %/god, dok je projektovani godišnji porast cene električne energije je 4,2 %. Diskontna stopa pokazuje smanjenje vrednosti novca tokom godina što utiče na vrednost LCOE i produžava period povraćaja investicije. Sa druge strane, porast cene električne energije iz mreže može povoljno uticati na period povraćaja investicije [13].

Analiza poredi tri tehničke konfiguracije sistema koje se razlikuju po kapacitetu baterijskog skladišta i snazi biogasnog agregata, dok je PV sistem isti u svim varijantama. Rezultati pokazuju da konfiguracija sa manjim skladištem i snažnijim agregatom ostvaruje najpovoljnije ekonomske pokazatelje, sa najnižim nivoom LCOE i periodom povraćaja investicije od približno 18 godina.

Konfiguracija sa velikim kapacitetom baterije, iako tehnički najpouzdanija, ima najveće inicijalne troškove i ne ostvaruje povraćaj investicije u analiziranom periodu. Treća varijanta, sa srednjim kapacitetom skladišta i primenom upravljanja potrošnjom, predstavlja kompromisno rešenje čiji su ukupni troškovi približno jednaki troškovima referentnog scenarija. Na osnovu sprovedene analize može se zaključiti da drugo rešenje predstavlja ekonomski najpovoljniju konfiguraciju, dok ostale varijante nude određene tehničke prednosti, ali uz manje povoljne finansijske pokazatelje.

Na Slici 5 je prikazan tok ukupnih diskontovanih ušteda tokom 25 godina za različita rešenja.



Slika 5. Tok ukupnih diskontovanih ušteda tokom 25 godina za različita rešenja

U Tabeli 4 dat je uporedni prikaz ekonomske analize.

Tabela 4. Uporedni prikaz ekonomske analize

	Mreža	Var. 1	Var. 2	Var. 3
Cena investicije	258.412	331.618	208.377	258.027
Povraćaj investicije	/	Nema	18 godina	25 godina
Ukupna ušteda [€]	/	-73.206	50.035	385
Ušteda po domaćinstvu	/	-7.320,6	5.003,5	38,5
LCOE [€/kWh]	0,1911	0,2452	0,1541	0,1908
LOLP [%]	/	0,51	0,49	0,78

Kako bi analiza bila potpuna, sprovedena je analiza osetljivosti (*sensitivity analysis*), koja pokazuje uticaj ekstremnih promena ključnih parametara kao što su diskontna stopa, cena baterija i biogasa. Analiza pokazuje da je Rešenje 2 najrobusnije na ekstremne promene cene električne energije kupljene iz mreže, cene gasa i električne opreme. Detaljan postupak analize, usvojene ekstremne vrednosti pomenutih parametara i dobijeni rezultati, prikazani su u master radu [7].

VI UTICAJ NA ŽIVOTNU SREDINU

Mikromreža analizirana u ovom radu godišnje troši nešto manje od 100 MWh električne energije. Ukoliko se Srbija posmatra kao jedinstven konzum sa godišnjom potrošnjom od približno 35 TWh električne energije, posmatrana mikromreža učestvuje sa tek oko 0,0003%. Na prvi pogled, njen uticaj na ukupne emisije štetnih gasova, poput CO₂, NO_x i H₂S, je relativno mali. Međutim, umnožavanjem ovakvih sistema na više lokacija i uključivanjem većih industrijskih potrošača u slične projekte, efekat na smanjenje emisija gasova sa efektom staklene bašte može postati značajan.

U ovom delu rada upoređuju se kumulativne emisije CO₂ tokom eksploatacionog veka sistema od 25 godina za sve tri razmatrane konfiguracije. Dobijeni rezultati se, zatim, porede sa emisijama u dva referentna scenarija: pesimističnom, gde se pretpostavlja da je sva električna energija proizvedena u termoelektranama koje sagorevaju ugalj, i realnijem scenariju koji približno odgovara strukturi proizvodnje u Srbiji, gde se pretpostavlja da oko 60% električne energije potiče iz termoelektrana. Na ovaj način se sagledava i ekološki potencijal sistema, jer bi šira primena sličnih mikromreža mogla doprineti značajnom smanjenju emisije CO₂ na nacionalnom, ali i globalnom nivou [14].

Prvi korak u proceni emisije CO₂ je određivanje faktora emisije („Emission Factor“ – EF). Faktor emisije predstavlja količinu CO₂ koja se emituje po proizvedenom kWh električne energije [15]. Na osnovu dostupnih analiza, može se usvojiti približna vrednost od oko 1 kg CO₂/kWh [2], [16] za proizvodnju u termoelektranama na ugalj. Prema dostupnim podacima, faktor emisije pri sagorevanju biogasa iznosi okvirno 0,2 kg CO₂/kWh energije goriva [17], [18]. Međutim, ova vrednost se ne odnosi na proizvedenu električnu energiju, stoga ju je potrebno korigovati električnim stepenom korisnog dejstva biogasnog agregata. Za potrebe proračuna, usvojen je stepen korisnog dejstva od 30 %. Ekvivalentni faktor emisije po proizvedenom kWh električne energije iznosi:

$$EF_{biogasni\ agregat} = \frac{EF_e}{\eta_{biogasni\ agregat}} = 0,66 \text{ kg CO}_2/\text{kWh} \quad (4)$$

Analiza obuhvata isključivo direktnu emisiju CO₂ nastalu sagorevanjem već proizvedenog biogasa u agregatu. Emisije nastale tokom proizvodnje, prerade, transporta i skladištenja biogasa nisu obuhvaćene proračunom.

Nakon određivanja faktora emisije, neophodno je poznavati godišnju potrošnju električne energije mikromreže. Analizirana mikromreža ima godišnju potrošnju od približno 91,2 MWh. Polazeći od pretpostavke da su potrošnja i faktori emisije konstantni tokom dvadesetpetogodišnjeg perioda, moguće je izračunati godišnju, a zatim i ukupnu emisiju CO₂.

Neka je skup $k \in \{mreža, BGA^2\}$, emisija ugljen-dioksida na godišnjem nivou je:

$$m[CO_2]_k^{year} = W_{gen,k} \cdot EF_k \quad (5)$$

a na horizontu od N godina:

$$m[CO_2]_k^{total} = N \cdot m[CO_2]_k^{year} \quad (6)$$

² BGA – Biogasni agregat

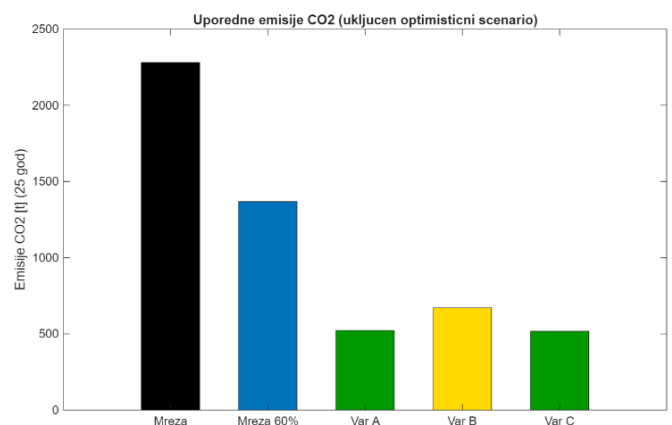
Na ovaj način se jednostavno dobijaju konkretne vrednosti koje omogućavaju procenu uticaja mikromreže i lako poređenje različitih scenarija proizvodnje električne energije.

Rezultati ekološke analize prikazani su u Tabeli 5, pri čemu su podebljana najpovoljnija rešenja.

Tabela 5. Uporedni prikaz ekološke analize za različite varijante

Scenario	Godišnja emisija CO ₂ [tCO ₂ /god.]	Ukupna emisija CO ₂ [tCO ₂ /25 god.]	Smanjenje u odnosu na TE (realniji scenario) [%]
Pesimistični scenario 100% iz TE	91,2	2.280	/
Realni scenario 60% iz TE	54,7	1.368	/
Varijanta 1	20,9	523	~ 62
Varijanta 2	26,9	672	~ 50
Varijanta 3	20,7	517	~ 62

Očekivano, najveće emisije CO₂ javljaju se pri proizvodnji električne energije u termoelektranama. Čak i u realnijem scenariju, u kome se pretpostavlja da je 60% energije proizvedeno u termoelektranama, emisije CO₂ su višestruko veće nego u slučaju mikromreže u bilo kojoj od tri analizirane varijante. Iz rezultata prikazanih u tabeli može se videti da su emisije ugljen-dioksida u takvim sistemima približno 2 do 3 puta manje. Ovi rezultati ukazuju da bi šira primena ovakvih sistema u Srbiji mogla doprineti značajnom smanjenju ukupnih nacionalnih emisija CO₂, potencijalno za više stotina hiljada tona godišnje. Uporedni prikaz različitih scenarija dat je na Slici 6.



Slika 6. Emisija ugljen-dioksida za različite varijante

Rezultati jasno pokazuju da izolovane mikromreže zasnovane na OIE značajno smanjuju emisiju CO₂ u odnosu na konvencionalne elektroenergetske sisteme. Smanjenje emisije značajno doprinosi zaštiti životne sredine i očuvanju ekosistema, ali je istovremeno važno i u kontekstu evropske politike dekarbonizacije i mogućih budućih mehanizama oporezivanja emisije CO₂, koji će u određenoj meri uticati i na energetske sektor Srbije.

Treba istaći da zagađenje vazduha predstavlja jedan od glavnih problema razvoja Srbije. Predloženi koncept samoodrživih mikromreža obezbeđuje bitno lokalno smanjenje zagađenja vazduha jer je predviđen sistem lokalnog generisanja toplotne

energije primenom toplotnih pumpi. Širokom primenom ovakvih sistema bi bitnoj meri bio rešavan energetska, ali i ekološki problem sa kojim je suočena Srbija.

VII UPOREDNI PRIKAZ REZULTATA

U Tabeli 6. su sumirani svi ključni pokazatelji za referentni scenario, realan scenario sa 60% proizvodnje iz TE („Mreža“) i razmatrane varijante mikromreže.

Tabela 6. Upporedni prikaz tehničkih, ekonomskih i ekoloških parametara za različita rešenja

	Mreža	Varijanta 1	Varijanta 2	Varijanta 3
LOLP [%/god.]	/	0,51	0,49	0,78
Sati bez napajanja [h/god.]	/	45	43	68
LCOE [€/kWh]	0,1911	0,2452	0,1541	0,1908
Troškovi investicija [€/25 god.]	258.412	331.618	208.377	258.027
Ušteda [€/25 god.]	/	- 73.206	50.035	385
Ušteda [€/25 god./dom.]	/	- 7.321	5.003,5	38,5
Povraćaj investicije [god]	/	Nema	18	25
Emisija CO ₂ [t/god.]	54,7	20,9	26,9	20,7
Emisija CO ₂ [t/25 god.]	1.368	523	672	517

Nijedno od razmatranih rešenja ne predstavlja apsolutno optimalnu opciju prema svim kriterijumima, već ima određena ograničenja. Rešenje 2 pokazuje najpovoljnije ekonomske rezultate i najkraći period povraćaja investicije, dok rešenja 1 i 3 ostvaruju nešto bolji ekološki učinak zahvaljujući nižim emisijama CO₂ i većem oslanjanju na solarnu energiju i skladište. Sa aspekta pouzdanosti snabdevanja, rešenje 2 takođe ima prednost.

Konačan izbor rešenja predstavlja kompromis između tehničkih, ekonomskih i ekoloških kriterijuma. U tom procesu značajnu ulogu imaju i prioritati investitora, koji mogu dati prednost finansijskoj isplativosti, smanjenju negativnog uticaja na životnu sredinu ili dugoročnoj energetska sigurnosti sistema.

VIII ZAKLJUČAK

U radu su analizirana tri različita rešenja za formiranje energetska nezavisne mikromreže koja snabdeva deset domaćinstava sličnih karakteristika električnom energijom. Razmatrana su tri različita modela potrošnje, ali sa jednakom mesečnom i godišnjom potrošnjom. Lokacija sistema je u centralnoj Srbiji, u okolini grada Kraljeva. PV sistem je odabran kao primarni lokalni izvor energije, dok su dnevni i godišnji dizbalansi rešeni instalacijom centralnog baterijskog sistema za skladištenje energije i centralnim biogasnim agregatom kojim bi se pokrivala potrošnja u nedostatku lokalno proizvedene i uskladištene energije.

Tri rešenja podrazumevaju upotrebu skladišta energije i biogasnog agregata različitih kapaciteta i instalisanih snaga. U trećem rešenju predložena je primena sistema za direktno

upravljanje potrošnjom radi boljeg iskorišćenja lokalno proizvedene energije iz PV sistema. Uz pomoć softvera PVsyst 8.0 sprovedene su simulacije rada sistema za sve tri konfiguracije, a kao osnovni kriterijumi za izbor optimalnog rešenja razmatrani su pouzdanost sistema, kao i ekonomski i ekološki aspekti.

Ocena pouzdanosti sprovedena je izračunavanjem LOLP indeksa, pri čemu je njegova vrednost ograničena na maksimalno 3,33% na mesečnom nivou, što približno odgovara periodu od oko 24 sata nedovoljnog snabdevanja mesečno.

Ekonomska analiza sprovedena je za sva tri razmatrana rešenja. Uppoređeni su nivelisani trošak električne energije (LCOE), ukupna ušteda u periodu od 25 godina i period povraćaja investicije. Kao referentni scenario uzeta je cena električne energije preuzete iz distributivne mreže. U analizi su uzete u obzir i veličine poput diskontne stope, očekivanog rasta cene električne energije, promene cene goriva, kao i troškovi održavanja, servisa i zamene pojedinih komponenti sistema.

Ekološka analiza podrazumeva proračun emisije CO₂ za svako rešenje.

Konačan izbor zavisi od procene investitora. Investitoru su ponuđene tri različite varijante koje zadovoljavaju kriterijum pouzdanosti, što je za krajnjeg korisnika najvažnije. Prvo rešenje je najbolje sa stanovišta održivog razvoja, s tim da je ekonomska dobit negativna. Drugo rešenje je ekonomski najpovoljnije, ali zagađuje za oko 30% više od prvog i trećeg rešenja. Treće rešenje je takođe ekološki prihvatljivo, a pritom je ekonomski gotovo neutralno, što znači da bi se novac uložen u mikromrežu svakako potrošio na nabavku električne energije iz distributivne mreže.

Analiza pokazuje da kombinacija OIE sa baterijskim sistemima za skladištenje energije i rezervnim biogasnim agregatom, predstavlja održiv i tehnički ostvariv način snabdevanja izolovanih potrošača. Iako postoje razlike u ekonomskim i ekološkim rezultatima, sva rešenja omogućavaju značajno smanjenje zavisnosti od fosilnih goriva i povećavaju energetska nezavisnost krajnjih korisnika. Dalji razvoj tehnologije i saznanja mogu dodatno unaprediti ove sisteme, učiniti ih ekonomičnijim i doprineti izgradnji otpornijih i ekološki prihvatljivijih elektroenergetskih mreža.

Rešenja nisu univerzalna. Kada bi analiza bila sprovedena u područjima sa polarnom klimom, zbog znatno manje insolacije i većih potreba za toplotnom energijom, bilo bi potrebno predvideti veći PV sistem, dodatne kapacitete za skladištenje i snažniji agregat. Suprotna situacija bi se javila u područjima sa tropskom klimom. Sa aspekta proizvodnje biogasa, ovakvo rešenje je primenjivo u velikom broju zemalja, s tim da su u prednosti države sa razvijenom poljoprivredom i većim količinama raspoloživog organskog otpada. Najzad, osnova za razvoj optimalnog rešenja jeste precizna procena potrošnje električne energije, koja u velikoj meri zavisi od navika korisnika i njihove spremnosti da aktivno učestvuju u upravljanju potrošnjom.

Dalja unapređenja uključuju primenu pametnih algoritama za upravljanje proizvodnjom i potrošnjom energije za optimizaciju

rada mikromreže u realnom vremenu. Time bi se umanjilo nepotrebno angažovanje rezervnog izvora, čime bi se dodatno smanjila emisija štetnih gasova i ostvarile dodatne finansijske uštede. Unapređenje u pogledu korišćenja biogasa može se postići i primenom kogenerativnih postrojenja, koja bi pored električne, omogućila proizvodnju i toplotne energije za potrebe zagrevanja objekata. Time bi se dodatno povećao ukupni stepen iskorišćenja sistema i unapredila njegova energetska efikasnost.

Razvoj većeg broja ovakvih mikromreža predstavlja važan korak ka stvaranju otpornijeg i stabilnijeg elektroenergetskog sistema. Decentralizovani sistemi, u kojima lokalne zajednice pokrivaju značajan deo sopstvene potrošnje, smanjuju opterećenje prenosne i distributivne mreže, umanjuju gubitke i povećavaju energetska nezavisnost korisnika. U slučaju vanrednih situacija, poput havarija ili poremećaja u radu centralnog sistema, mikromreže mogu nastaviti rad u izolovanom režimu i obezbediti snabdevanje kritičnih potrošača. Veća primena mikromreža doprinosi bržoj integraciji OIE u elektroenergetski sistem, smanjenju emisije štetnih gasova, čime se jača princip održavog razvoja. Time se stvara osnova za dugoročno stabilniji i ekološki prihvatljiviji energetska sistem, što je od velikog značaja za očuvanje životne sredine i buduću razvoj društva.

ZAHVALNICA/ACKNOWLEDGEMENT

Tema obrađena u radu predstavlja deo master rada autora Nikole Bogdanovića, urađenog pod mentorstvom prof. dr Željka Đurišića na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Beogradu, uz sugestije i stručne savete koautora Marijana Rančića. Takođe, autori izražavaju zahvalnost kompaniji *Elem&Elgo d. o. o. Beograd* na ustupanju softvera *Pvsyst 8.0*. Publikovanje rada je delom finansirano od strane CAS ANSO Co-funding Research Project, Grant No. CAS-ANSO-CFRP-2024-02.

LITERATURA/REFERENCES

- [1] Đurić, M. *Elementi EES-a*, Beograd, AGM knjiga, 2017.
- [2] Mikulović, J., Đurišić, Ž. *Solarna energetika*, Beograd, Akademski misao, 2019.
- [3] Kotur, D.S. *Optimalno prostorno i vremensko upravljanje potrošnjom u elektroenergetskom sistemu sa visokim stepenom penetracije obnovljivih izvora energije*, Doktorska disertacija, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, Beograd, 2020.
- [4] Žilović, A., Strezoski, L., Abbey, C. Microgrids – Current Developments and Challenges, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 27, No. 2, pp. 25–33, 2025. <https://doi.org/10.46793/EEE25-2.25Z>
- [5] Đurišić, Ž. *Integracija obnovljivih izvora energije u elektroenergetski sistem I-IV deo*, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, Beograd, 2018.
- [6] Biogas Srbija, Šta je biogas?, <https://biogas.org.rs/sta-je-biogas/> [pristupljeno 26.12. 2025]

- [7] Bogdanović, N. *Analiza rada hibridne mikromreže sa fotonaponskim sistemom, biogasnim postrojenjem i baterijskim skladištenjem energije*, Master rad, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, Beograd, 2025.
- [8] Jameel, M.K., Mustafa, M.A., Ahmed, H.S., Mohammed, A.J., Ghazy, H., Shakir, M.N., Lawas, A.M., Mohammed, S.K., Idan, A.H., Mahmoud, Z.H., Sayadi, H., Kianfar, E. Biogas: Production, properties, applications, economic and challenges: A review, Vol. 7, 101549, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.rechem.2024.101549>
- [9] Mapantsela, Y., Mukumba, P., Obilekem K., Lethole, N. Portable Biogas Digester: A Review, Vol. 4, No. 3, pp. 205–223, 2024. <https://doi.org/10.3390/gases4030012>
- [10] Škokljek, I. *Planiranje elektroenergetskih sistema*, Beograd: Taurus Publik, 2000.
- [11] Planiranje elektroenergetskih sistema - Fajlovi, 2025, <https://ees.etf.bg.ac.rs/predmet.php?id=16#fajlovi> [pristupljeno 26.12. 2025]
- [12] Đurišić, Ž. *Vjetroelektrane*, Beograd, Akademski misao, 2019.
- [13] Elektroprivreda Srbije - Snabdevanje - Cene, <https://www.eps.rs/lat/snaddevanje/Stranice/cene.aspx> [pristupljeno 26.12. 2025]
- [14] Badamasi, H. Explainer: What Is the Carbon Footprint and Why Does It Matter in Fighting Climate Change?, *Global Commons*, 2023. <https://earth.org/what-does-carbon-footprint-mean/> [pristupljeno 26.12. 2025]
- [15] Bartolini, M., Dutillo, P., Lisi, F. Accounting carbon emissions from electricity generation: A review and comparison of emission factor-based methods, *Applied Energy*, Vol. 392, pp. 1–16, 2025. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2411.13663>
- [16] Madžarević, A., Jovančić, P., Đenadić, S., Miletić, F., Crnogorac, M. Proizvodnja električne energije iz elektrana na uglj i prateća emisija CO₂: komparacija EU-27 i Srbije, *Energija, ekonomija, ekologija*, Vol. 25, No. 2, pp. 44–50, 2023. <https://doi.org/10.46793/EEE23-2.44V>
- [17] Bruno, M., Marchi, M., Ermini, N., Niccolucci, V., Pulselli, F.M. Life Cycle Assessment and Cost-Benefit Analysis as Combined Economic-Environmental Assessment Tools: Application to an Anaerobic Digestion Plant, *Energies*, Vol. 16, No. 9, pp. 3686; 2023. <https://doi.org/10.3390/en16093686>
- [18] climatiq 2021, <https://www.climatiq.io/data/emission-factor/f72c562d-060b-47c1-b7cf-659760021384> [pristupljeno 26.12. 2025]
- [19] Matlab Help Center, 2025, https://www.mathworks.com/help/matlab/index.html?s_tid=hc_panel [pristupljeno 26.12. 2025]
- [20] PVSyst Documentation, <https://www.pvsyst.com/help/> [pristupljeno 26.12. 2025]

AUTORI/AUTHORS

Nikola Bogdanović – master inženjer elektrotehnike i računarstva, Elem & Elgo d.o.o. Beograd, nikola.bogdanovic@elemelgo.rs, ORCID [0009-0008-9124-9253](https://orcid.org/0009-0008-9124-9253)
Željko Đurišić – redovni profesor, Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički fakultet, djurisic@etf.bg.ac.rs, ORCID [0000-0003-2048-0606](https://orcid.org/0000-0003-2048-0606)
Marijan Rančić – Business Development Director, New Energy Solutions d.o.o., marijan.rancic@newenergy.com, ORCID [0009-0001-7326-7027](https://orcid.org/0009-0001-7326-7027)

Energy-Independent Hybrid Microgrids with Photovoltaic Systems, Biogas Generator, and Battery Energy Storage System

Abstract – This paper presents an analysis of the operation of an energy-independent hybrid microgrid consisting of photovoltaic (PV) systems, a biogas-based power generation unit, and a battery energy storage system (BESS). The study considers a hypothetical settlement located in central Serbia, composed of ten households that collectively decide to establish a microgrid and fully disconnect from the distribution network. An experimental assessment was conducted to evaluate the electrical energy consumption of each household, resulting in the development of three distinct load

profiles designed to avoid excessive simultaneous peak demand. Based on the obtained consumption data, the microgrid was dimensioned to predominantly rely on electricity generated by rooftop photovoltaic systems installed on individual households. The battery energy storage system is employed to address short-term day–night mismatches between electricity generation and consumption, while a centralized biogas generator is designed to compensate for seasonal imbalances arising from the variability of solar energy availability throughout the year. Three different system configurations are proposed, differing in battery storage capacity and installed biogas generator power. The Loss of Load Probability (LOLP) reliability index was adopted as the primary criterion for system sizing and for selecting the optimal configuration. Additionally, an economic and environmental analysis of the proposed microgrid's construction and operation was conducted. The paper concludes with a comparative evaluation of all considered variants, based on which final conclusions are drawn. The proposed hybrid microgrid concept represents a sustainable solution for achieving energy independence and reliable power supply in small settlements, while simultaneously enhancing the resilience of the power system and contributing to environmental protection.

Index Terms – Microgrid, Photovoltaic (PV) systems, Biogas generator, Battery energy storage systems