

Izbor tipa i optimizacija snage solarnog sistema za snabdevanje električnom energijom pumpnog postrojenja

Dostupnost energije Sunca, bez obzira na njen prekidni karakter, i primena politike održivog razvoja uslovili su finansiranje istraživanja, subvencionisanje proizvodnje i primenu podsticajnih mera za korišćenje solarnih fotonaponskih sistema. Dosadašnji deo XXI veka obeležila je njihova masovna proizvodnja i primena. Ovo je globalni proces, koji je rezultirao da npr. u 2018. godini u Nemačkoj ukupan vršni instalirani kapacitet fotonaponskih sistema bude 46 GW [1]. Prepuštajući se ovom procesu i Republika Srbija je u primeni, na žalost ne i u razvoju i proizvodnji, značajno povećala instalirani kapacitet fotonaponskih elektrana. On trenutno iznosi 8815.7 kW, od čega 5340 kW pripada sistemima na zemlji [2]. O dinamici u ovoj oblasti najbolje svedoče podaci da je za fotonaponsku elektranu nazivne snage 200 kW, sniženje investicionih troškova 66% i troškova rada i održavanja 47% u periodu od 2010. do 2018. godine [3].

1 Uvod

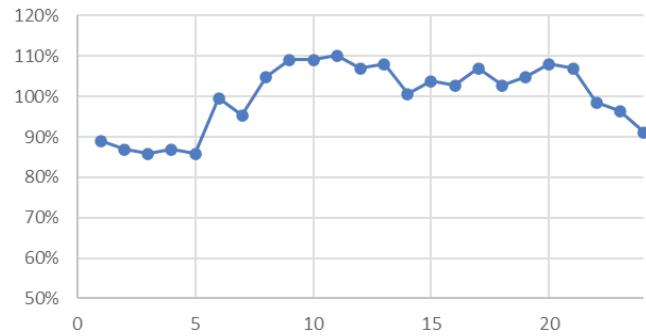
Rad koji se izlaže je posledica aktivnosti na izgradnji fotonaponske elektrane srednje snage na zemlji i cilj mu je da pokaže da li je, u kom slučaju i u kakvoj konfiguraciji ekonomična primena ovih sistema za snabdevanje električnom energijom pumpnog postrojenja koje se koristi u sistemu vodosnabdevanja. Dakle, rad se ne bavi tehničkim razvojem niti daje pregled razvoja tehnologije, već se bavi tehnoekonomskim aspektima primene ovih sistema u sadašnjem vremenu u Republici Srbiji. Cilj mu je da pokaže koji su sistemi (konfiguracije) ekonomični za primenu. Uzimajući u obzir veličinu pumpnog postrojenja u kom se primenjuje, rad je limitiran na fotonaponske sisteme srednje snage, između 100 i 1000 kW [3].

1.1 Karakteristike lokacije, pumpnog postrojenja i vrste analiziranih sistema

Pumpno postrojenje je potrošač na srednjem naponu, odobrene snage 153 kW, sa maksimalnom nazivnom snagom od 260 kW i nalazi se neposredno uz bunare koji se koriste za vodosnabdevanje grada Kraljeva. Uz zgradu pumpnog postrojenja je tzv. sanitarna zona sa placom, livadom površine 6 ha. Centralni deo placa na kom bi se smestila elektrana ima geografsku širina 43.719° i dužinu 20.637° . Plac je relativno ravan, bez prepreka i gotovo bez nadvišenja na horizontu koja mogu da skraćuju periode osunčanja.

Slika 1. prikazuje prosečnu promenu relativne snage pumpanja u toku jednog dana. Ona ne zavisi od doba godine. Električna snaga pumpanja se menja u relativno uskim granicama od 87% do 110% u

odnosu na prosečnu dnevnu snagu od 100%. Ovo je bilo neočekivano kao što je i činjenica da prosečna dnevna snaga varira u opsegu od 120 kW u septembru do 146 kW u februaru. Ova varijacija pre svega zavisi od klime i karakteristika potrošača koji se snabdevaju sa datog postrojenja.



Slika 1: Prosečna promena relativne snage pumpanja u toku dana. 100% je prosečna dnevna snaga pumpanja koja zavisi od doba godine

U radu se za snabdevanje pumpnog postrojenja analiziraju elektrane nominalne električne snage u opsegu od 100 kW do 400 kW u sledećim konfiguracijama: (1) sa fiksno (statički) postavljenim solarnim panelima, (2) sa panelima za jednoosno praćenje i (3) dvoosno praćenje Sunca, (4) sistemi koji električnu energiju predaju samo za pumpanje vode, (5) sistemi koji električnu energiju predaju za pumpanje vode a višak plasiraju u distributivnu mrežu, i (6) sistemi koji potreban deo električnu energiju predaju direktno za pumpanje a višak akumuliraju i u periodima kad nema sunčevog zračenja predaju sistemu za pumpanje vode. U svim navedenim konfiguracijama, analize su vršene za različite cene električne energije u 2020. godini: sa subvencionisanim tarifama, sa postojećom cenama pri različitim faktorima snage i sa prodajom električne energije distributivnoj mreži po tržišnoj ceni.

2 Metodologija

Tehnoekonomska analiza se sastojala iz sledećih sukcesivnih koraka:

1. Meteorološki podaci: dozračena Sunčeva energija, karakteristike vetra, temperatura, vazdušni pritisak i tipična

meteorološka godina uzete su sa PVGIS-a [4], sistemskog alata sa bazama podataka. Korišćene su preporučene baze podataka: PVGIS-SARAH i PVGIS-COSMO za datu lokaciju i proverene pomoću podataka sa najbliže hidrometeorološke stanice [5].

2. Performanse fotonaponskih sistema sa stacionarnim i kolektorima sa jednoosnim i dvoosnim praćenjem Sunca, čije su nominalne snage manje ili jednake potrošnji električne energije pumpnog postrojenja određivane su pomoću alata PVGIS [5].
3. U slučajevima kad je nominalna snaga elektrane veće od prosečne snage pumpnog postrojenja javlja se višak energije, koji se ili skladišti u baterijama kod hibridnih postrojenja ili se predaje elektrodistributivnom sistemu. Višak energije je računat kao razlika trenutne snage fotonaponske elektrane i potrošnje pumpnog sistema (videti Sliku 1.) i integraljen. Trenutna snaga je računata pomoću podataka za tipičnu meteorološku godinu [4] pomnoženih sa stepenima korisnosti sistema, koji zavisi od doba dana i intenziteta zračenja i koji je za stacionarne i kolektore sa jedno i dvoosnim praćenjem Sunca uzet iz reference [6].
4. Analizirani sistemi su ocenjivani na osnovu dinamičke analize prihoda i rashoda sa uzimanjem u obzir promene vrednosti novca u vremenu tzv. „Cost Benefit“ analiza [7]. Analiza je rađena uz pretpostavku da je projekat finansiran kreditnim sredstvima sa kamatnom stopom od 2.5% godišnje bez tzv. „grejs“ perioda.

2.1 Fotonaponski paneli

Tokom poslednje decenije fotonaponskim panelima je drastično opala cena dok im je efikasnost blago porasla [3,6]. Najčešće se izrađuju od [6]:

- monokristalnog silicijum,
- višekristalnog silicijuma,
- tankog filma kadmijuma i telura CdTe
- sa napredni silicijumskim dizajnom, i
- sa koncentratorima solarne energije.

U 2018. godini u SAD-u tipična efikasnost panela iznosila je 19.1% [3]. Danas, dve godine kasnije ta je efikasnost malo porasla i na tržištu mogu da se nabave paneli koji imaju stepen korisnosti pri standardnim uslovima testiranja i malo preko 20%. Sa vremenom stepen korisnosti panela opada ali na osnovu zahteva standarda ne sme da opadne više od 20% u odnosu na deklarisani stepen korisnosti za 20 godina. Prosečno godišnje opadanje stepena korisnosti panela iznosi 0.7%/godišnje, s tim da većina ispitivanih panela ima opadanje 0.5% godišnje [8]. Najčešće snage P_{col} fotonaponskih kolektora na tržištu su između 320 i 420 W, pri čemu im je linearizovana cena C_{col} u €:

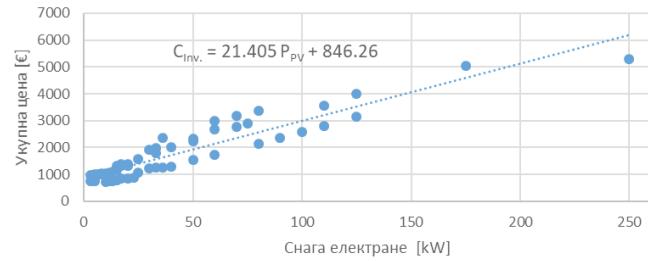
$$C_{col} = 0,1225P_{col} + 34,108 \quad (1)$$

2.2 Inverteri

Inverteri služe da jednosmernu prevore u naizmeničnu struju. Generalno postoje dve vrste inverteera: za direktno priključenje na

distributivnu mrežu i hibridni inverteeri koji istovremeno mogu da povezuju: akumulator, potrošače i distributivnu mrežu.

Slika 2. prikazuje lineranu krivu koja daje odnos između cene inverteera Cinv (€) i nominalne snage elektrane PPV (kW). Na isti način određena je i cena hibridnih inverteera Chyb inv (€) u zavisnosti od snage elektrane PPV (kW) i ona iznosi:



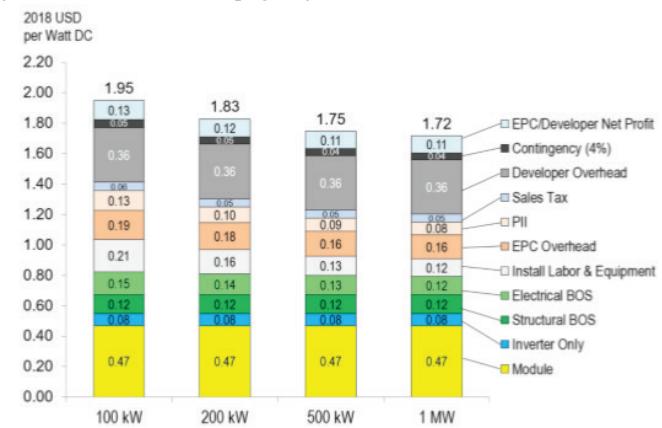
Slika 2: Cene inverteera (pretvarača) za direktno priključenje na distributivnu mrežu u zavisnosti od snage elektrane. Tačke na dijagramu prikazuju zvanično dobijene ponude. Sve cene koje se prikazuju u radu dobijene su na osnovu zvaničnih ponuda. Zbog velikog broja ponuda one su namerno izostavljene iz liste referenci.

$$C_{hyb\ inv} = 171,73P_{pv} - 322,82 \quad (2)$$

2.3 Dodatne mehaničke i električne komponente

Dodatne mehaničke komponente služe za postavljanje, učvršćivanje i nošenje panela. Cena im ne zavisi od nominalne električne snage elektrane. U SAD-u iznosi 0.08 \$/W [3], dok je u Švajcarskoj u 2015. godine iznosila 15% od ukupne cene investicije [6]. U radu je cena mehaničkih komponenti pretpostavljeno da iznosi 6.54 s€/W na osnovu tržišnih cena u našoj zemlji.

U dodatne električne komponente spadaju provodnici, prekidači, udruživači, ormarići, bužiri, uzemljenje, sistem nadgledanja, merni uređaji, osigurači i prekidači, i ostala električna oprema za podršku fotonaponskoj elektrani. Ovi troškovi su računati na osnovu podataka prikazanih na Slici 3. Naime, odnos cena električnih komponenti i cene fotonaponskih modula je zadržan kao na pomenutoj slici samo je cena modula uzeta iz poglavlja 2.1.



Slika 3: Međupovezanosti specifičnih troškova fotonaponske elektrane u zavisnosti od snage. Slika je preuzeta iz literature [3] i prikazuje odnos cena pri kraju 2018. godine u SAD-u. Electrical BOS na slici predstavlja dodatne električne komponente.

2.4 Sistemi za praćenje sunca

Ovi sistemi povećavaju proizvodnju elektrane optimizacijom upadnog ugla direktnog Sunčevog zračenja. Cene kod jednoosnog C1-axis (€) i dvoosnog C2-axis (€) praćenje u zavisnosti od nominalne snage elektrane PPV (kW) iznose:

$$C_{1\text{-axis}} = 86,608P_{pv} + 2951,4 \quad (3)$$

$$C_{2\text{-axis}} = 280,28P_{pv} + 2641,9 \quad (4)$$

2.5 Cene ostalih komponenata i troškova

U slučaju nemogućnosti plasiranja električne energije u distributivnu mrežu pri korišćenju sistema koji mogu da proizvedu više električne energije nego što je u datom trenutku potrebno koriste se akumulatori. Ovo su tzv. hibridni sistemi. Najpovoljnije cene akumulatora od 12V 250Ah se kreće od 175 do 300 €. Na osnovu ove činjenice u radu je računato sa cenom akumulatora od 78.2 €/kWh. Pri modeliranju vodilo se računa da se akumulatori prazne do 30% a punе do 90% maksimalnog kapaciteta. Ovakav način rada produžava radni vek akumulatora.

Cene projektovanja i izvođenja radova analizirane su na osnovu trenutnih tržišnih cena u Republici Srbiji. Uglavnom se za izvođenje elektro i mašinskih radova naplaćuje između 20 i 30% vrednosti opreme koja se ugrađuje. Kod manjih sistema ova cena ide i do 35%. Sa porastom vrednosti opreme koja se ugrađuje opada udeo troškova ugradnje.

U operativne troškove spadaju: administracija nad elektranom, zamena neispravnih delova, nadgledanje i inspekcija sistema, čišćenje modula, održavanje okolne vegetacije i zamena delova sistema. Najčešći zamenu traže delovi sa najmanjim garantnim rokom. Kod hibridnog sistema to su akumulatori čiji je garantni rok svega 3 godine. Kod svih drugih sistema uključujući i hibridne to su inverteri, čiji je garantni rok 5 godina. Za svu drugu elektronsku opremu garantni rok je 5 godina osim za fotonaponske panele za koje proizvođači daju 25 godina garancije. U okviru rada, troškovi rada i održavanja računati su na sledeći način: (1) praćen je trend od 2015. do 2018. godine za troškove u SAD-u [3] i ovi su troškovi extrapolirani na 2020. godinu; (2) potom su od njih oduzeti troškovi za inverter i dodati stvarni na sledeći način: pretpostavljeno je da je životni vek invertera 5 godina i da je godišnje smanjenje cene 5%; (3) kod hibridnih sistema troškovi održavanja su izuzetno visoki zbog potreba za zamenom skupih invertera na svakih 5 godina i baterija na svake 3 godine. Pri ovome je pretpostavljeno da će u budućem periodu cene obe komponente opadati godišnje za 8%. Uticaj inflacije nije uzet u obzir pri računanju ovih troškova u budućnosti.

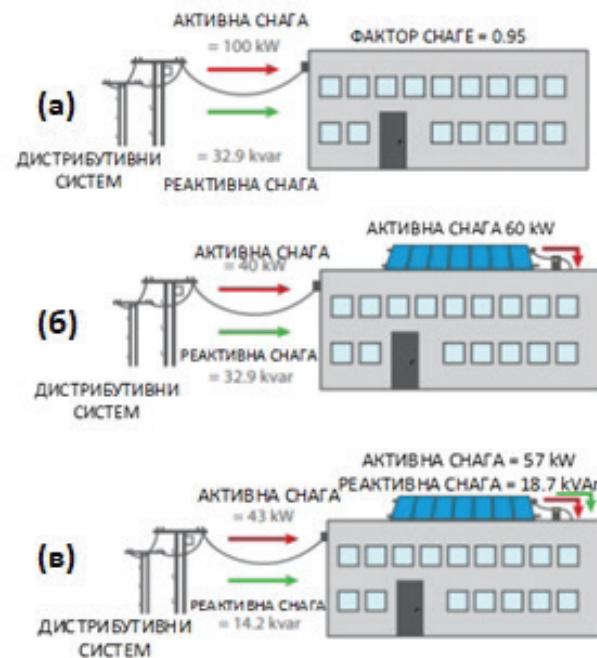
2.6 Gubici električne energije

Pretpostavljeno je da su ukupni gubici u traženju optimalne radne tačke, na kablovima, na inverteru, kao i usled zaprljanosti kolektora 14% od energije koja se dobija na svim panelima. Ovi gubici su se kretali od 14% u 2010. godini do 11.4% u 2018. godini [3]. Imajući u vidu da su pri računanju korišćene prosečne cene invertera kao i to da je lokacija do reke, da je niža od frekventnog puta, da se nalazi u polju gde ima poljoprivrednih radova (odbegle prašine), da iznad nje (po nadmorskoj visini) ima puno ložišta sa čvrstim gorivom i u okviru

ovog rada računato je da su ovi gubici 14%. Gubitke usled upadnog ugla sunčevih zraka, spektralnih efekata, niske dozračene energije i temperature je računao softver [4].

2.7 Cena električne energije – ušteda

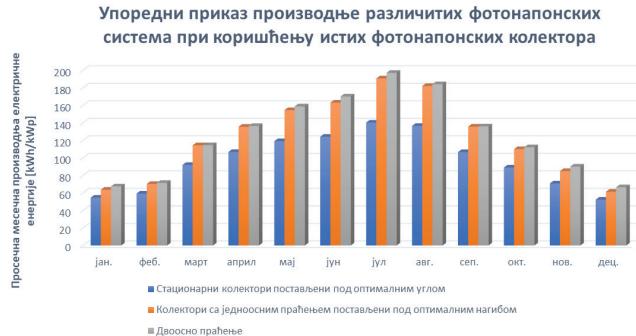
Elektrana ostvaruje dobit smanjenjem troškova pumpanja. Imajući u vidu da analizirano pumpno postrojenje radi sa faktorom snage 0.948 postoje dve mogućnosti za snabdevanje pumpnog postrojenja. One su predstavljene i objašnjene na Slici 4. Koji će od slučajeva nastati zavisi od dogovora sa dobavljačem električne energije. Pri postojećim uslovim, ušteda koju solarno postrojenje pravi ako 1 kWh proizvedene električne energije snabdeva isključivo kao aktivnu snagu je 9.386 din (7.988 s€). Ukoliko se električna energija predaje sa faktorom snage 0.95 tada je cena 1 kWh električne energije 9.218 din (7.845 s€). Razlika u ceni je posledica primjenjenog tarifnog sistema.



Slika 4: Slika je preuzeta iz [11]. a) postojeći način rada pumpnog postrojenja, b) način rada kad se sva energija koristi kao aktivna – u tom slučaju veća je potrošnja reaktivne energije, v) ako se energija fotonaponskog sistema predaje sa istim faktrom snage sa kojim rade motori, srazmerno se smanjuje potrošnja aktivne i reaktivne energije iz mreže.

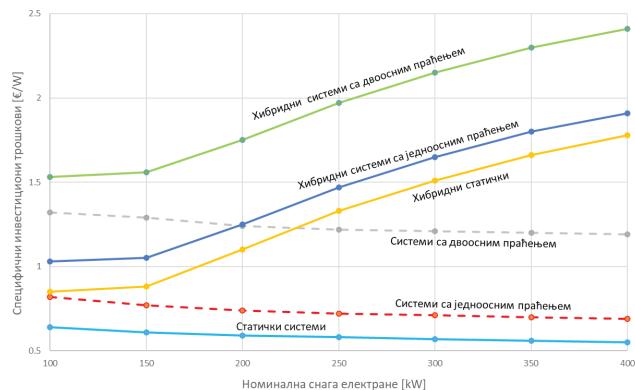
3 Rezultati

Za analiziranu lokaciju optimalni nagib stacionarno postavljenih kolektora u odnosu na horizontalnu ravan iznosi 35°, dok je optimalni azimut -3°. Rezultati su provereni i saglasni su sa literaturom [10]. Kod sistema sa jednoosnim praćenjem Sunca, optimalni ugao nagiba kolektora iznosi 370. U poređenju sa stacionarnim sistemom, sistem sa jednoosnim praćenjem proizvodi 27.4%, a sistem sa dvoosnim praćenjem 30.7% više električne energije na godišnjem nivou pod pretpostavkom da svi sistemi imaju iste fotonaponske panele i iste gubitke u sistemu. Slika 5. prikazuje godišnju proizvodnju različitih kolektora nazine snage 1 kW na dатој lokaciji.



Slika 5: Godišnja proizvodnja električne energije različitih tipova fotonaponskih panela nominalne snage 1 kW na datoj lokaciji.

Slika 6. prikazuje specifične investicione troškove u zavisnosti od tipa elektrane i vrste primenjenih panela. Specifični troškovi sistema prikačenih na distributivnu mrežu opadaju sa porastom instalirane snage, što je u skladu sa [3]. Nasuprot njima, iznad ~ 150 kW raste potreba za relativno skupim baterijama, pa otuda rastu i specifični troškovi investicije. Na sličan način se ponašaju i troškovi rada i održavanja. Oni su viši kod sistema za praćenje Sunca, a naročito su visoki za hibridne sisteme zbog relativno kratkog trajanja baterija (3 godine) i inverteera (5 godina).



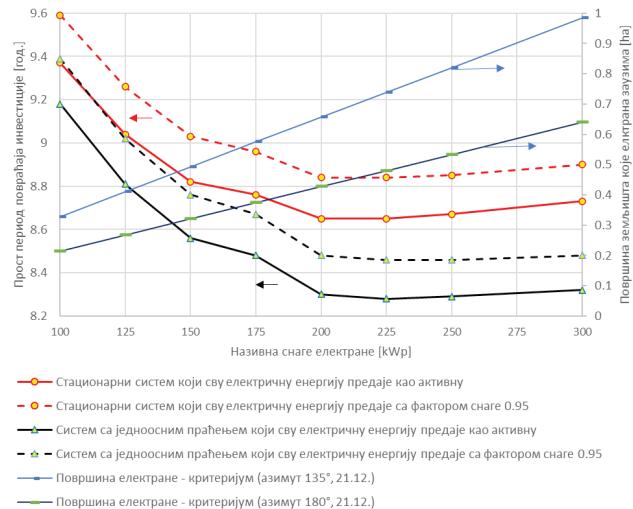
Slika 6: Specifični troškovi investicije u zavisnosti od tipa elektrane, tipa kolektora i nominalne snage

Slika 7. oslikava ekonomsku isplativost investicije u zavisnosti od vrste i veličine sistema i načina na koji se električna energija predaje sistemu. Na slici je prikazana i površina zemljišta koju bi solarna elektrana zauzimala. Ova površina je dobijena tako da redovi solarnih panela ne prave jedan drugom senku ni na dan kratkodnevnice u periodu kad je azimut Sunca između ± 450 u odnosu na jug, što na analiziranoj lokaciji odgovara vreme u 818 pre podne 21.12. i tada je potrebno rastojanje između solarnih panela 6.655 m. Ako bi se rastojanje između redova panela radilo tako da u podne na dan kratkodnevnice redovi panela jedan drugom ne prave senku, optimalno rastojanje između redova panela iznosilo bi 4.328 m, što bi davalо za 37% manju ukupnu površinu zemljišta koju zauzima elektrana. Sa slike se može videti:

- da je najisplativije svu električnu energiju iz solarne

elektrane predavati sistemu za pumpanje vode kao aktivnu. U odnosu na ovaj slučaj, uštede su za 1.79% niže ukoliko se električna energija iz solarne elektrane predaje pumpnom sistemu sa faktorom snage 0.95.

- da su u odnosu na sisteme sa stacionarnim, sistemi sa panelima sa jednoosnim praćenjem Sunca malo isplativiji. Razlika je toliko mala da se sa 100% sigurnošću ne može tvrditi da su sistemi sa jednoosnim praćenjem povoljniji.
- Pod pretpostavkom da se mali letnji viškovi električne energije mogu prodati po ceni od 3 c€/kWh optimalna veličina sistema je u opsegu od 200 do 225 kW nazivne snage. Ova snaga je viša od maksimalne snage koju povlače pumpe iz mreže. Razlog zašto je električna snaga elektrane optimalna u pomenutom opsegu leži u činjenici da ovako dimenzionisan sistem stvara male letnje viškove a odlično koristi potećne i jesenje mesece kada gotovo sva proizvodnja ide na relativno skupo pumpanje vode.
- iako veći sistemi imaju niže specifične troškove investicije i rada i održavanja, povećanje sistema iznad 240 kW smanjuje prost period otplate i ostale ekonomske pokazatelje zato što sistemi počinju da proizvode veće količine energije koji se predaju distributivnoj mreži po relativno niskoj ceni.



Slika 7: Прост период повраћаја инвестиције и површина fotonaponske elektrane за sisteme sa stacionarnim i panelima za jednoosno praćenje Sunca pri predaji električne energije pumpnom postrojenju na dva načina: 1. као активна energija i са фактором snage 0.95.

Analizirani sistem je najosetljiviji na vrednost investicionih troškova. Ugrubo se može uzeti da varijacija investicionih troškova za 5% menja prost period povratka investicije za 0.5 godina. Investicija je manje osetljiva na promenu troškova rada i održavanja, где se takođe ugrubo može reći da varijacija ovih troškova za 10% menja prost period povratka investicije za 2 meseca.

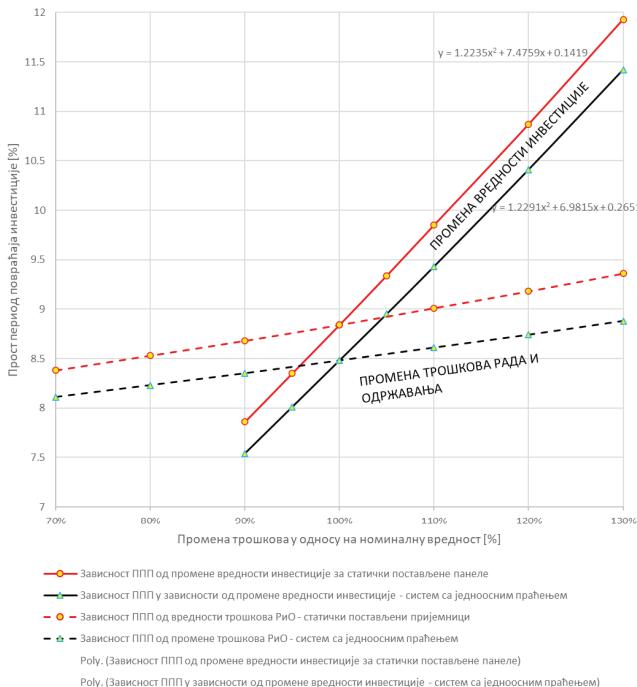
4 Zaključak

Главни закључаки рада су:

- Pri postojećim cenama električne energije isplativo je

koristiti solarne fotonaponske sisteme sa stacionarnim i kolektorima za jednoosno praćenje Sunca u postrojenjima na srednjem naponu. Investicioni troškovi su toliko opali da nisu potrebne subvencionisane mere za primenu ovih sistema u ispitivanim uslovima.

- U zavisnosti od vrste sistema koji se snabdeva električnom energijom i njegovog dnevног profila zahtevane električne postoje optimalna nominalna snaga fotonaponskog sistema. Ona je u slučaju ispitivanog pumpnog postrojenja veća od njegove maksimalne nominalne snage zbog različitog intenziteta sunčevog zračenja u toku dana. Koliko instalirana snaga treba da bude veća od potrebne zavisi, pre svega, od cene po kojoj se prodaju elektrodistributivnoj mreži viškovi proizvedene električne energije.
- Pri postojćem tarifnom sistemu najisplativije je predavati svu proizvedenu električnu energiju snabdevanom sistemom kao aktivnu.
- Sistemi koji predviđaju akumulaciju električne energije, tzv. hibridni sistemi, su neisplativi. Razlog su dodatna ulaganja u akumulatore i inverteere koji zbog kratkih radnih vekova iziskuju visoke troškove rada i održavanja.
- U poređenju sa sistemima sa stacionarnim panelima i panelima sa jednoosnim praćenjem, sistemi sa dvoosnim praćenjem Sunca su ekonomski neisplativi.
- Sistemi sa statičkim i panelima sa jednoosnim praćenjem Sunca su približno iste isplativosti.
- Investicije u ove sisteme su najosetljivije na vrednost investicionih troškova.



Slika 8: Analiza osetljivosti prostog perioda povratka investicije u zavisnosti od promene vrednosti investicije i promene troškova rada i održavanja. Analiza je sprovedena za sisteme snage 200 kWp bez akumulatora, sa stacionarnim i panelima sa jednoosnim praćenjem Sunca.

Na kraju treba upozoriti da primena fotonaponskih sistema iako spašava klimu narušava životnu sredinu. Obično se njihova primena u našoj zemlji zagovara smanjenjem ekvivalentne emisije ugljen dioksida SO₂ a prečutkuju se narušavanje flore i faune na mestima elektrane i opasan otpad koji se javlja na kraju životnog veka kolektora i akumulatora. Ove činjenice su veliki nedostatak i analizirane lokacije i navode još jednom na ponavljanje dobro poznatog zaključka: da je fotonaponske elektrane najprikladnije graditi na objektima.

Literatura

- [1] *Renewables Global Status Report 2019*.
- [2] https://www.mre.gov.rs/doc/registar-03082020.html#Sec_Solar
- [3] **Ran Fu, David Feldman, and Robert Margolis**, *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018*, Technical Report NREL/TP-6A20-72399 November 2018.
- [4] <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- [5] http://www.hidmet.gov.rs/ciril/meteorologija/stanica_sr.php?moss_id=13376f
- [6] **Baumgartner F.**, *Photovoltaic (PV) balance of system components*, in: *The Performance of Photo-voltaic (PV) Systems*, editor Nicola Pearsall, Elsevier 2017.
- [7] <https://www.mre.gov.rs/doc/efikasnost-izvori/01%20Uputstvo%20za%20pripremu%20projekata%20EE%20u%20opština.pdf>.
- [8] **Goss B., Cole I.R., Koubli E., Palmer D., Betts T.R., Gottschalg R.**, *Modelling and prediction of PV module energy yield*, in: *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems*, editor Nicola Pearsall, Elsevier 2017.
- [9] https://www.gses.com.au/wp-content/uploads/2016/03/GSES_powerfactor-110316.pdf
- [10] **Mark Z. Jacobson, Vijaysinh Jadhav**, *World estimates of PV optimal tilt angles and ratios of sunlight incident upon tilted and tracked PV panels relative to horizontal panels*, *Solar Energy* (2018) 55-66
- [11] https://www.gses.com.au/wp-content/uploads/2016/03/GSES_powerfactor-110316.pdf

Autori

Rade Karamarković

Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet za mašinstvo i gradevinarstvo, Kraljevo, Srbija

Dragiša Šimunović

Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet za mašinstvo i gradevinarstvo, Kraljevo, Srbija

Miloš Nikolić

Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet za mašinstvo i gradevinarstvo, Kraljevo, Srbija

Miljan Marašević

Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet za mašinstvo i gradevinarstvo, Kraljevo, Srbija

Dorđe Novčić

Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet za mašinstvo i gradevinarstvo, Kraljevo, Srbija