

Metod za određivanje uticaja prepreka na godišnju proizvodnju fotonaponskih sistema

Čedomir Zeljković, Predrag Mršić, Bojan Erceg

Univerzitet u Banjoj Luci, Elektrotehnički fakultet, Banja Luka, Republika Srpska, BiH
cedomir.zeljkovic@etf.unibl.org, predrag.mrsic@etf.unibl.org, bojan.erceg@etf.unibl.org

Sažetak—Tema rada je metodologija za određivanje godišnje proizvodnje fotonaponskih sistema uz uvažavanje uticaja okolnih objekata koji prave sjenu. Odabrani su prigodni matematički modeli kojima se adekvatno uvažavaju geometrijske i energetske karakteristike sistema. Procjena godišnje proizvodnje izvršena je u skladu sa principom tipične meteorološke godine za razmatrana lokaciju, a navedene su i smjernice ka proširenju metodologije gdje bi takođe bile uvažene i stohastičke karakteristike iradijanse na površini Zemlje. Opisani matematički modeli i predloženi algoritam su implementirani softverski, te je izvršeno njihovo testiranje na ilustrativnom primjeru.

Ključne riječi—fotonaponski sistemi; uticaj prepreka; softverski alat; praktična primjena.

I. UVOD

Fotonaponska tehnologija za proizvodnju električne energije u posljednjim decenijama doživljava rapidan razvoj. Do kraja 2016. godine globalna instalisana snaga dostigla je vrijednost od minimalno 303 GW, a svjetski lideri su Kina (78 GW), Japan (42,8 GW), Njemačka (41,8 GW) i SAD (40,3 GW) [1]. Republika Srpska, budući da je locirana na jugu Evrope, ima odlične predispozicije za proizvodnju energije iz fotonaponskih sistema [2]. Otežavajuću okolnost za masovniju primjenu ove tehnologije predstavlja relativno niska maloprodajna cijena električne energije koja se dobija iz konkurenčnih konvencionalnih izvora - termoelektrana i velikih hidroelektrana. Do napretka u posljednjih nekoliko godina je ipak došlo zahvaljujući mjerama podsticaja. Prema podacima informativnog karaktera koje je objavila Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske, u septembru 2017. godine u sistemu podsticaja radi pedesetak solarnih elektrana sa ukupnom instalisanom snagom od nešto preko 5 MW [3]. Očigledno je da u apsolutnom iznosu instalisana snaga u poređenju sa dostignućima svjetskih lidera i dalje ima praktično zanemarljivu vrijednost, ali gledano procentualno, ostvaruje se stabilan pozitivan trend.

Kada se razmatra mogućnost investiranja u fotonaponski sistem na nivou idejnog projekta, polazi se od podatka o broju sunčanih sati, te se procijenjena godišnja proizvodnja energije koristi u proračunu ekonomske opravdanosti. Pri tome se smatra da je sistem izgrađen na lokaciji gdje okolni objekti svojim sjenkama nikada ne zaklanaju fotonaponske panele. U slučajevima kada su fotonaponski sistemi montirani u gradskim sredinama, bilo na krovovima ili kao dijelovi fasada, postoji značajna vjerovatnoća da će u pojedinim dijelovima dana paneli djelimično ili potpuno biti u sjenci okolnih prepreka. Po-

javu sjenčenja treba ozbiljno razmotriti s obzirom da je iz teorije fotonaponskih sistema poznato da zaklanjanje čak i male površine fotonaponskog modula dovodi do neproporcionalno većeg gubitka u proizvodnji energije [4].

Postoje komercijalni softverski paketi koji uvažavaju uticaj prepreka, ali njihova cijena predstavlja ograničavajući faktor u slučajevima kada je broj projekata mali. Matematički alat ipak nije previše složen i moguće je realizovati sopstveno rješenje pomoću kojeg bi se generisali rezultati u granicama prihvatljive tolerancije.

II. METODOLOGIJA PRORAČUNA

Korišćena metodologija se bazira na dvije osnovne komponente proračuna: geometrijskoj i energetskoj komponenti. U geometrijskom pogledu potrebno je obratiti pažnju na položaj panela i okolnih prepreka, te položaj Sunca na nebeskoj sferi, koji se mijenja u zavisnosti od doba dana i doba godine. U energetskom smislu bitno je uvažiti koliki fluks Sunčevog zračenja dolazi na panele u zavisnosti od geometrijske situacije, te kakav je način fotonaponske konverzije i konverzije jednosmjerne u naizmjeničnu struju.

Računarski algoritam je koncipiran na sljedeći način:

1. Učitavanje fiksnih parametara
 - 1.1. Učitavanje geografskih koordinata lokacije
 - 1.2. Učitavanje pozicija i orientacije panela
 - 1.3. Učitavanje geometrije prepreka
2. Petlja za svaki čas u godini (8760 časova)
 - 2.1. Određivanje pozicije Sunca
 - 2.2. Određivanje iradijanse na panele
 - 2.3. Određivanje broja panela koji nisu u hladu
 - 2.4. Konverzija iradijacije u DC snagu
 - 2.5. Konverzija DC snage u AC snagu
3. Sumiranje na nivou godine
 - 3.1. Računanje totalne godišnje proizvedene energije
 - 3.2. Poređenje sa teorijskim slučajem bez prepreka

III. GEOMETRIJA SJENČENJA

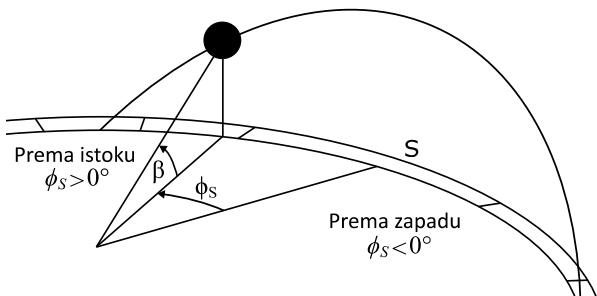
A. Formule za položaj Sunca na nebeskoj sferi

Ugao elevacije (β) i azimuta (ϕ_S) Sunčevog diska na nebu (prikazani na slici 1) zavise od geografske širine lokacije koju posmatramo, dana u godini i doba dana.

Matematički izrazi koji ih opisuju uobičajeno se u literaturi prikazuju u formi sinusa tih uglova na ovaj način [5]:

$$\sin \beta = \cos L \cos \delta \cos H + \sin L \sin \delta, \quad (1)$$

$$\sin \phi_S = \frac{\cos \delta \sin H}{\cos \beta}. \quad (2)$$



Sl. 1. Definicija uglova položaja Sunca: elevacije (β) i azimuta (ϕ_S)

U jednačinama je sa L označena geografska širina lokacije posmatrača, H je satni ugao, a δ je ugao deklinacije Sunca za određeni dan u godini. Satni ugao H ima onoliko stepeni koliko treba Zemlji da rotira da bi Sunce bilo tačno iznad lokalnog meridiana na kojem se nalazi posmatrač. Pozivajući se na činjenicu da ugaona brzina Zemljine rotacije iznosi 15° na čas, satni ugao možemo opisati sljedećom formulom:

$$H = 15 \left[\frac{^\circ}{h} \right] \cdot T_{dsp} [h], \quad (3)$$

gdje je sa T_{dsp} označeno vrijeme preostalo do solarnog podneva. Primjera radi u 10 časova po solarnom vremenu, satni ugao iznosi 30° , jer do podneva treba da proteknu dva časa. Ugao deklinacije Sunca predstavlja ugao između zraka Sunca i ravni Zemljinog ekvatora. Zbog nagiba Zemlje ugao deklinacije se periodično mijenja iz dana u dan tokom godine, a njegova vrijednost u radijanima može se procijeniti pomoću Spen-serove formule [6]:

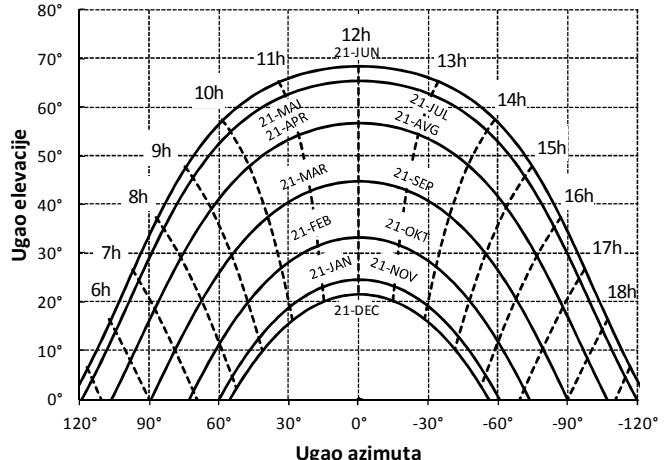
$$\begin{aligned} \delta = & 0,006918 - 0,39912 \cos(\Gamma) + 0,070257 \sin(\Gamma) \\ & - 0,006758 \cos(2\Gamma) + 0,000907 \sin(2\Gamma) \\ & - 0,002697 \cos(3\Gamma) + 0,00148 \sin(3\Gamma) \end{aligned} \quad (4)$$

gdje pomoćna promjenljiva Γ označava ugao dana takođe izražen u radijanima, koji se na osnovu rednog broja dana u godini n , određuje pomoću sljedeće formule:

$$\Gamma = \frac{2\pi(n-1)}{365}. \quad (5)$$

Sunčeve putanje, kada se posmatraju sa iste lokacije na Zemlji, očigledno su svake godine identične i u potpunosti predvidljive. Za praktičnu upotrebu zgodno je konstruisati dijagram putanje Sunca, grafikon prikazan u dvije dimenzije, sa kojeg bi se mogla očitati pozicija Sunca u bilo kom trenutku tokom godine. Ideja je da se na apscisi prikaže azimutalni, a na ordinati elevacioni ugao pozicije Sunca. S obzirom da ovi uglovi predstavljaju funkciju od geografske širine L , satnog ugla H i ugla deklinacije δ , nemoguće je sve promjenljive prikazati na jednom dijagramu. Zbog toga se za različite geografske širine crtaju posebni dijagrami, dok se promjena satnog

ugla i ugla deklinacije uvažava crtanjem familija krivih na dvodimenzionalnim dijagrameima. Radi lakše praktične upotrebe, satni ugao se konvertuje u solarno vrijeme, a ugao deklinacije u datum. Primjer takvog dijagrama putanje Sunca za geografsku širinu grada Banje Luke ($44,78^\circ N$) prikazan je na slici 2. Na navedenom dijagramu krive konstantnog ugla deklinacije, koje odgovaraju karakterističnim datumima, prikazane su punim linijama. Krive konstantnog satnog ugla, koje odgovaraju časovima po solarnom vremenu, označene su isprekidanim linijama.



Sl. 2. Dijagram putanje Sunca (geografska širina $44,78^\circ N$)

Potrebno je napomenuti da solarno vrijeme ne koincidira sa lokalnim standardnim vremenom kojeg očitavamo na svojim časovnicima, nego da postoji mala razlika koja se mijenja tokom godine. Preračunavanje solarnog vremena (ST) u lokalno vrijeme (LT) moguće je izvršiti pomoću sljedeće formule:

$$LT = ST - E \pm 4 \left[\frac{\min}{^\circ} \right] \cdot (LTM - LL), \quad (6)$$

gdje su LTM meridjan lokalnog vremena i LL lokalna geografska dužina, pri čemu se znak "+" koristi za istočnu hemisferu, a znak "-" za zapadnu.

Prvi dio korekcije, označen sa E , u literaturi se naziva jednačina vremena (engl. *equation of time*). Njom se uvažava kombinovani uticaj Zemljine eliptične putanje oko Sunca i kosog položaja njene ose rotacije. Vrijednost jednačine vremena može se procijeniti pomoću sljedećeg matematičkog izraza:

$$E = 9,87 \sin 2B - 7,53 \cos B - 1,5 \sin B, \quad [\min] \quad (7)$$

gdje je B pomoćna promjenljiva koja se na osnovu dana u godini n dobija ovako:

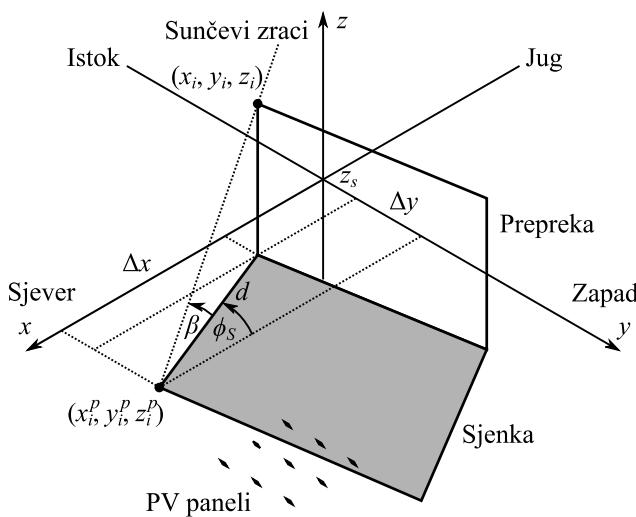
$$B = \frac{360}{364}(n-81), \quad [^\circ]. \quad (8)$$

Drugim dijelom korekcije uvažava se efekat razlike geografske dužine razmatrane lokacije u odnosu na geografsku širinu središnjeg meridiana lokalne časovne zone.

Lokalnom vremenu se eventualno dodaje još 60 minuta, ukoliko je na snazi ljetno računanje vremena.

B. Usvojeni model određivanja položaja i dimenzije sjenke

Položaj sjenke zavisiće od dimenzija objekta i ugla pod kojim dolaze Sunčevi zraci. Položaj Sunca čemo u skladu sa objašnjenjima iz prethodne sekcije opisati sa azimutalnim uglom ϕ_S i uglom elevacije β . Prepreku čemo modelovati kao skup poligona u 3D prostoru predstavljenih nizom tačaka (x_i, y_i, z_i) . Koristiće se matematički algoritam za testiranje da li se tačka nalazi unutar poligona. Centar fotonaponskog panela će biti modelovan tačkom, a tražiće se po poligonu koji predstavlja sjenku. Na primjeru sa slike 3 se vidi da je prvi red panela zahvaćen sjenkom, a da preostala dva nisu.



Sl. 3. Geometrija vezana za određivanje položaja sjenke

Dužina sjenke za tačku (x_i, y_i, z_i) na horizontalnom nivou visine z_s se računa po formuli:

$$d = \frac{z_i - z_s}{\tan \beta}, \quad (6)$$

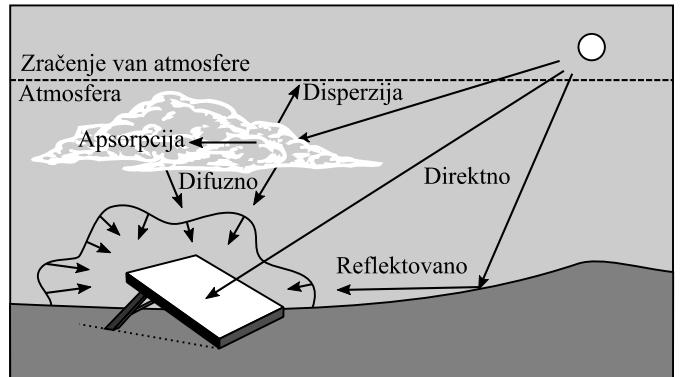
a potom se pomoću izračunate dužine sjenke, jednostavno mogu izraziti pozicije projekcije tačke (x_i, y_i, z_i) u xy ravnini na visini z_s :

$$x_i^p = x_i + \Delta x = x_i + d \cos \phi_S, \quad (7)$$

$$y_i^p = y_i + \Delta y = y_i + d \sin \phi_S. \quad (8)$$

IV. MODELOVANJE SUNČEVOG ZRAČENJA

Sunčev zračenje koje pada na kolektor se sastoji od tri komponente: direktnе, difuzne i reflektovane (slika 4). Direktna komponenta zračenja predstavlja dio zračenja koje pravolinijski putuje od Sunca ka kolektoru, difuzna komponenta je dio zračenja koje je rasuto od molekula i aerosoli u atmosferi, a reflektovana komponenta je dio zračenja koji nastaje odbijanjem zračenja od površine zemlje i predmeta u okolini kolektora.



Sl. 4. Komponente snage Sunčevog zračenja na kolektor

Intenzitet direktne komponente zračenja na proizvoljno postavljeni panel zavisi od direktnе komponente zračenja na posmatranoj lokaciji I_B u posmatranom trenutku i incidentnog ugla θ , tj. ugla između linije Sunčevih zraka i normale na posmatrani kolektor:

$$I_{BC} = I_B \cos \theta. \quad (9)$$

Incidentni ugao je funkcija položaja kolektora i položaja Sunca:

$$\cos \theta = \cos \beta \cos(\phi_S - \phi_C) \sin \Sigma + \sin \beta \cos \Sigma, \quad (10)$$

gdje se pojavljuju nove promjenljive, Σ kao ugao nagiba panele u odnosu na horizontalu i ϕ_C kao azimutni ugao panela [5].

Za razliku od direktne komponente zračenja, difuznu komponentu je mnogo teže estimirati. Difuzna komponenta zračenja koja pada na površinu Zemlje nastaje rasipanjem zračenja u atmosferi uslijed čestica i vlage, te refleksijom od oblaka. Takođe, dio difuzne komponente potiče od zračenja koje se reflektuje od površine Zemlje u atmosferu i rasipa, te ponovo pada na Zemlju. Shodno potrebama estimacije difuzne komponente, te odnosa između kompleksnosti i preciznosti, razvijeni su modeli u kojima se atmosfera u okolini panela posmatra kao izotropna, odnosno anizotropna sredina. Model izotropne sredine podrazumijeva da difuzna komponenta ravnomerno sa svim stranama dospijeva na horizontalno postavljen kolektor. Prema tome, za kolektor postavljen pod proizvoljnim uglovom Σ difuzna komponenta je jednaka [5]:

$$I_{DC} = I_{DH} \left(\frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right), \quad (11)$$

gdje je I_{DH} difuzna komponenta zračenja na horizontalnu podlogu.

Tokom maglovitih i oblačnih dana može se primjetiti da je nebo svjetlijie u okolini gdje Sunčevi zraci padaju na oblake i na horizontu. Model difuznog zračenja koji uvažava ove efekte podrazumijeva da je sredina anizotropna, te intenzitet zračenja nije isti sa svim stranama. Za proračun difuzne komponente zračenja u ovom slučaju se koristi složeniji model, koji pored ugla kolektora, zahtijeva i podatke o ugлу elevacije Sunca te koeficijentima koji zavise od vremenskih uslova [7]:

$$I_{DC} = I_{DH} \left[\left(1 - F_1\right) \left(\frac{1 + \cos \Sigma}{2}\right) + F_1 \frac{a}{b} + F_2 \sin \Sigma \right], \quad (12)$$

gdje su F_1 i F_2 koeficijenti koji zavise indeksa čistine neba, a promjenljive a i b su jednake:

$$a = \max(0, \cos \theta), \quad (13)$$

$$b = \max(0, \sin \beta). \quad (14)$$

U ovom radu, za estimaciju difuzne komponente zračenja koja dospije na kolektor korišćen je izraz (12), u kome koeficijenti koji zavise od vremenskih uslova uzimaju konstantne vrijednosti $F_1 = 0,1591$ i $F_2 = 0,0847$. Ovo dovodi do greške pri estimaciji difuzne komponente zračenja koja može biti pozitivna i negativna zavisno od indeksa čistine neba. Na ovaj način se estimira veći intenzitet difuznog zračenja tokom oblačnih dana, odnosno manji intenzitet tokom vedrih dana u odnosu na stvarnu vrijednost.

Reflektovana komponenta zračenja se dobija koristeći jednostavan model u kome se podrazumijeva velika horizontalna površina ispred panela sa koeficijentom refleksije ρ . Zračenje koje pada na tu površinu sastoji se od direktnе i difuzne komponente. Koeficijent refleksije zavisi od vrste podlage, pa na primjer za svjež snijeg kreće se oko 0,8, a za asfalt i šljunak oko 0,1. Tipična vrijednost koja se koristi je 0,2 i onda odgovara travnatoj površini. Pored koeficijenta refleksije, direktnе i difuzne komponente zračenja na horizontalnu podlogu za proračun reflektovane komponente potreban je i ugao panela Σ :

$$I_{RC} = \rho(I_B \sin \beta + I_{DH}) \left(\frac{1 - \cos \Sigma}{2}\right). \quad (15)$$

V. PROCVJENA PROIZVEDENE ENERGIJE

Iradijacija koja pada na fotonaponske panele prvo prolazi kroz zaštitno staklo, nakon čega se pretvara u DC snagu koja se dobija na priključcima panela i na kraju pomoću invertora u AC snagu čime je omogućeno da se fotonaponski paneli priključe na elektroenergetsku mrežu. Pri prelamanju Sunčevih zraka, instalaciji za povezivanje panela i invertora, te konverzijama dolazi do gubitaka. Prelamanje Sunčevih zraka, primjenjuje samo za direktnu komponentu zračenja, kroz zaštitno staklo je uvaženo prema [9], dok je apsorpcija zanemarena.

Za konverziju iradijacije koja dospije na fotonaponske celije koristi se izraz:

$$P_{DC} = \frac{I_{tr}}{1000} P_{DC0} (1 + \gamma (T_{cell} - 25)), \quad (16)$$

gdje je I_{tr} iradijacija na fotonaponske celije panela, P_{DC0} nominalna snaga panela, γ temperaturni koeficijent promjene snage sa promjenom temperature celije i T_{cell} temperatura celije koja se računa prema [10].

Gubici u sistemu nisu eksplicitno modelovani nego je izvršeno umanjenje DC snage na priključcima panela za iznos gubitaka. Na osnovu [11] procijenjeno je da su gubici u sistemu 11%, ne računajući gubitke u invertoru. Gubici u invertoru nisu na ovaj način uvaženi iz razloga što se oni značajno mijenjaju u zavisnosti od opterećenja invertora. Za njihovo mode-

lovanje korišćen je kompleksniju model koji se zasniva na promjeni stepena iskorišćenja invertora u zavisnosti od relativnog opterećenja:

$$\eta = \frac{\eta_{nom}^2}{\eta_{ref}} \left(0,9858 - 0,0162\zeta - \frac{0,0059}{\zeta} \right), \quad (17)$$

gdje su: ζ relativno opterećenje invertora, η_{nom} nominalni stepen iskorišćenja invertora i η_{ref} referentni stepen iskorišćenja:

$$\eta_{ref} = 0,9637 \frac{P_{AC0}}{P_{DC0}}, \quad (18)$$

gdje su: P_{AC0} i P_{DC0} nazivne snage invertora na AC i DC strani, respektivno [12]. I na kraju, snaga koja se isporučuje u elektroenergetsku mrežu je:

$$P_{AC} = \begin{cases} \eta P_{DC}' & 0 < P_{DC}' < P_{DC0} \\ P_{DC0} & P_{DC}' \geq P_{DC0} \\ 0 & P_{DC}' = 0 \end{cases}, \quad (19)$$

gdje je P_{DC}' snaga na priključcima panela umanjenja za iznos gubitaka.

A. Osnovni metod baziran na tipičnoj meteorološkoj godini

U skladu sa formulama (9), (12) i (15) osnov za proračun ukupne iradijanse solarnih kolektora predstavljaju direktna komponenta zračenja I_B i difuzna komponenta zračenja na horizontalnu podlogu I_{DH} . U jednostavnijem, determinističkom načinu modelovanja, smatra se da I_B i I_{DH} uzimaju tipične vrijednosti izračunate kao prosjek na osnovu dugotrajnih mjerenja. Ovaj princip je poznat kao metod tipične meteorološke godine - TMY (engl. *Typical Meteorological Year*), a vrijednosti za različite lokacije na svijetu moguće je dobiti korišćenjem kalkulatora PVWatts američke Nacionalne laboratorije za obnovljive energije - NREL (engl. *National Renewable Energy Laboratory*) [8]. Na ovaj način, kao konačni rezultat se dobija tipična vrijednost godišnje proizvodnje fotonaponskog sistema. Računajući da je eksplatacioni period fotonaponskih sistema relativno dug (npr. i do 30 godina), množenjem broja godina rada i tipične godišnje proizvodnje dobija se solidna procjena proizvodnje koju bi sistem ostvario na nivou cijelog životnog vijeka.

B. Probabilistički pristup

Probabilistički pristup je složeniji od determinističkog, ali daje preciznije i sveobuhvatnije rezultate. Umjesto jednog tipičnog scenarija, kao ulaz se razmatra čitav skup mogućih vremenskih serija satnih vrijednosti iradijanse I_B i I_{DH} . Navedene vremenske serije proizvode stohastički generatori slučajnih brojeva na osnovu statistike sunčanih i oblačnih dana za posmatranu lokaciju. U mnoštvu vještački generisanih ulaznih podataka, očigledno će se pojaviti kako sunčanje tako i oblačnije godine od tipične. Za svaku vještačku generisanu godinu, pokreće se program za određivanje ostvarljive proizvodnje fotonaponskog sistema. Na kraju se pravi histogram mogućih vrijednosti godišnje proizvodnje sistema, odnosno funkcija raspodjele vjerovatnoće pojave odredene vrijednosti proizvedene energije.

C. Uvažavanje difuzne komponente zračenja Sunca

U ovom radu je, radi jednostavnosti, za prvu aproksimaciju podrazumijevano da je za panele u sjenci difuzna komponenta zračenja jednaka nuli, kao što je slučaj sa direktnom komponentom. Budući da, bez obzira na prisustvo prepreke, određeni intenzitet difuzne komponente zračenja ipak postoji, u daljem istraživanju bi trebalo izvršiti njeno preciznije modelovanje i ustanoviti kolika se greška javlja zbog navedenog uprošćenja.

VI. ILUSTRATIVNI PRIMJER

Osnovna funkcionalnost razvijenog alata testirana je na interesantnom primjeru potencijalne zgrade amfiteatra Elektrotehničkog fakulteta u Banjoj Luci, predviđene za izgradnju u skladu sa nedavnim izmjenama regulacionog plana Grada. Međusobni položaj stare zgrade fakulteta i zgrade amfiteatra sa solarnim panelima na ravnom krovu, kako je predviđeno idejnim projektom, skiciran je na slici 5. Prema realno konstruisanom 3D modelu, vidi se da postoje periodi kada neki od fotonaponskih panela bivaju zaklonjeni zidovima i krovom stare zgrade. Najvažniji tehnički pokazatelji PV instalacije sumirani su u tabeli I.



Sl. 5. Paneli na amfiteatru u sjenci zgrade fakulteta

TABELA I. OSNOVNE KARAKTERISTIKE SISTEMA

Karakteristika	Vrijednost
Broj PV modula	56
Pojedinačna snaga modula	200 W
Raspored modula	Prema idejnou projektu (i slici 5)
Nagib modula Σ	30°
Azimutalna orijentacija ϕ_c	0° (orientacija ka jugu)
Vertikalna pozicija modula z_s	8,75 m
Maksimalna visina prepreke	18,2 m

U okviru ovog rada urađena je simulacija prema determinističkom principu, korišćenjem ulaznih podataka o iradijaciji za tipičnu meteorološku godinu. Detaljnija analiza probabilističkom metodom ostavljena je za budući rad. Simulacija i rezultati su usmjereni na razmatranu temu uticaja obližnjih prepreka, dok je pretpostavljeno da su paneli tako raspoređeni da se može zanemariti njihovo međusobno sjenčenje. Ključni rezultati su prikazani u tabeli II.

TABELA II. OSNOVNI REZULTATI

Karakteristika	Vrijednost
Očekivana godišnja proizvodnja sa uvaženim uticajem prepreke	10.861 kWh
Teorijska proizvodnja bez uvažavanja uticaja prepreke	11.915 kWh
Procentualni gubitak uslijed uticaja prepreke	8,85%
Referentna godišnja proizvodnja koju računa PVWatts kalkulator	12.321 kWh

VII. ZAKLJUČAK

U radu je pokazano da je moguće napraviti relativno jednostavan softverski alat kojim bi se određivala godišnja proizvodnja fotonaponskih sistema u uslovima kada u neposrednoj blizini postoje prepreke. Na ilustrativnom primjeru je dokazano da je uticaj prepreka značajan i da kod projektovanja fotonaponskih sistema efekat sjenčenja treba biti uvažen. S obzirom da prezentovani metod radi sa ulaznim podacima za tipičnu meteorološku godinu, ostavljen je prostor za dalja poboljšanja u vidu probabilističkog modelovanja i određivanja cijelog spektra različitih scenarija, koji se razlikuju od prosječnog slučaja.

LITERATURA

- [1] IEA [International Energy Agency], "2016 Snapshot of Global Photovoltaic Markets," Report IEA PVPS T1-31:2017.
- [2] Marcel Šuri, Thomas A. Huld, Ewan D. Dunlop, Heinz A. Ossenbrink, "Potential of Solar Electricity Generation in the European Union Member States and Candidate Countries," Solar energy, vol. 81, no. 10, pp. 1295-1305, 2007.
- [3] RERS [Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske], Evidencija proizvodnih postrojenja koja su ostvarila pravo na podsticaj, [Online]. Dostupno: <http://www.reers.ba/lat/node/4681>.
- [4] N. D. Kaushika, Anil K. Rai, "An Investigation of Mismatch Losses in Solar Photovoltaic Cell Networks," Energy, vol. 32, no. 5, pp. 755-759, 2007.
- [5] Gilbert M. Masters, Renewable and Efficient Electric Power Systems, New York: Wiley Interscience, 2004.
- [6] J. W. Spencer, "Fourier Series Representation of the Position of the Sun," Search, vol. 2, no. 5, pp. 172, 1971.
- [7] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, R. Stewart, "Modeling Daylight Availability and Irradiance Components from Direct and Global Irradiance," Solar Energy, vol. 44, pp. 271-289, 1990.
- [8] NREL [National Renewable Energy Laboratory], PVWatts Calculator, [Online]. Dostupno: <http://pvwatts.nrel.gov/>.
- [9] W. De Soto, S. A. Klein, W. A. Beckman, "Improvement and Validation of a Photovoltaic Array Performance," Solar Energy, vol. 80, pp. 78-88, January 2006.
- [10] M. K. Fuentes, A Simplified Thermal Model for Flat-Plate Photovoltaic Array, SAND85-0330, Sandia National Laboratory, Albuquerque, 1987.
- [11] B. Marion, J. Adelstein, K. Boyle, H. Hayden, B. Hammond, T. Fletcher, B. Canada, D. Narang, A. Kimber, L. Mitchell, G. Rich, T. Townsend, "Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems," Proc. of 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Florida, January 2005.
- [12] A. P. Dobos, PVWatts Version 5 Manual, Technical Report, National Renewable Energy Laboratory, September 2014.

ABSTRACT

The paper presents a methodology for determining the annual production of photovoltaic systems with respect to the shading influenced by the surrounding objects. Appropriate models have been selected to describe geometric and energy characteristics of the system. The annual production estimate is based on the expected value according to the typical mete-

orological year for the observed location. Mathematical models are implemented programmatically and tested on an illustrative example.

A METHOD FOR ESTIMATING THE IMPACT OF OBSTACLES TO THE ANNUAL ENERGY OUTPUT OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

Čedomir Zeljković, Predrag Mršić, Bojan Erceg