



Univerzitet u Beogradu  
Elektrotehnički fakultet  
*Energetski odsek*



*Željko Đurišić*

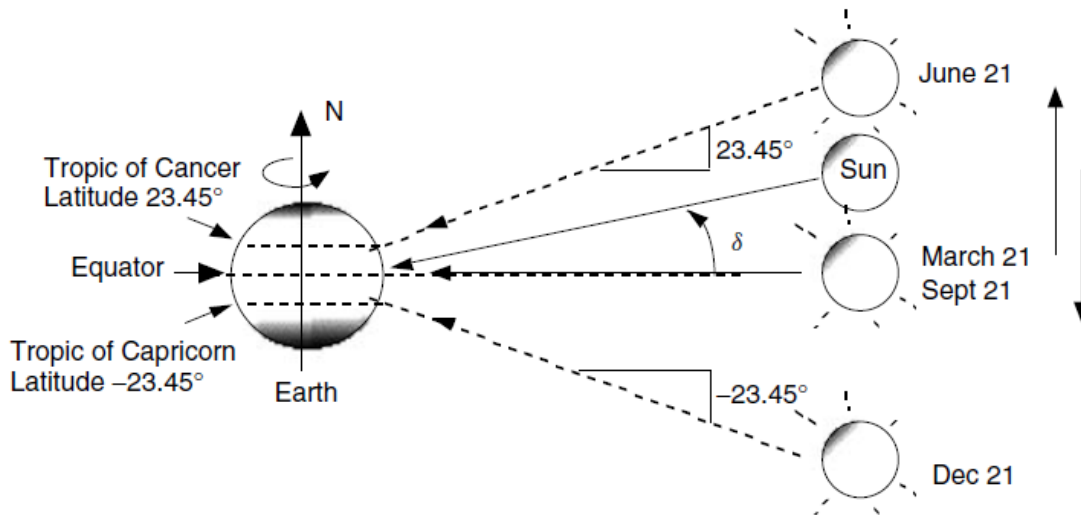
**Obnovljivi izvori energije**  
- projektovanje fotonaponskih sistema -

Beograd, 2009.

**Primer 1.** Proračunati optimalni ugao nagiba za južno okrenut fotonaponski modul u Beogradu (N 44,8°) 1. marta u solarno podne.

**Rešenje:**

Ugao formiran između ravni ekvatora i linije povučene iz centra sunca do centra zemlje zove se solarna deklinacija  $\delta$ . Ona varira između ekstrema od  $\pm 23,45^\circ$ .



Za proizvoljan dan u godini  $n$  solarna deklinacija se može izračunati prema sledećoj aproksimativnoj jednačini koja stavlja prolećnu ravnodnevnicu na dan  $n=81$ .

$$\delta = 23.45 \sin \left[ \frac{360}{365} (n - 81) \right]$$

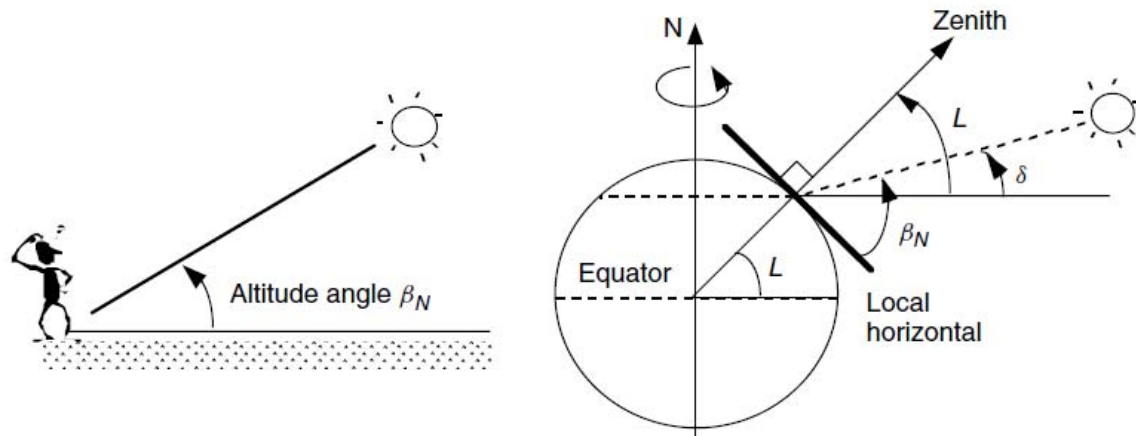
Broj prvog dana u svakom mesecu je data u tabeli

January	$n = 1$	July	$n = 182$
February	$n = 32$	August	$n = 213$
March	$n = 60$	September	$n = 244$
April	$n = 91$	October	$n = 274$
May	$n = 121$	November	$n = 305$
June	$n = 152$	December	$n = 335$

Solarna deklinacija za 1. mart je:

$$\delta = 23.45 \sin \left[ \frac{360}{365} (n - 81) \right] = 23.45^\circ \sin \left[ \frac{360}{365} (60 - 81)^\circ \right] = -8.3^\circ$$

Na narednoj slici je ilustrovan položaj sunca u odnosu na horizontalno položen modul na geografskoj širini  $L$  pri proizvoljnoj deklinaciji  $\delta$  u solarno podne.



Ugao  $\beta_N$  koji definiše visinu sunca u podne u Beogradu (N  $44,8^\circ$ ) 1. marta:

$$\beta_N = 90^\circ - 44,8^\circ - 8,3^\circ = 36,9^\circ$$

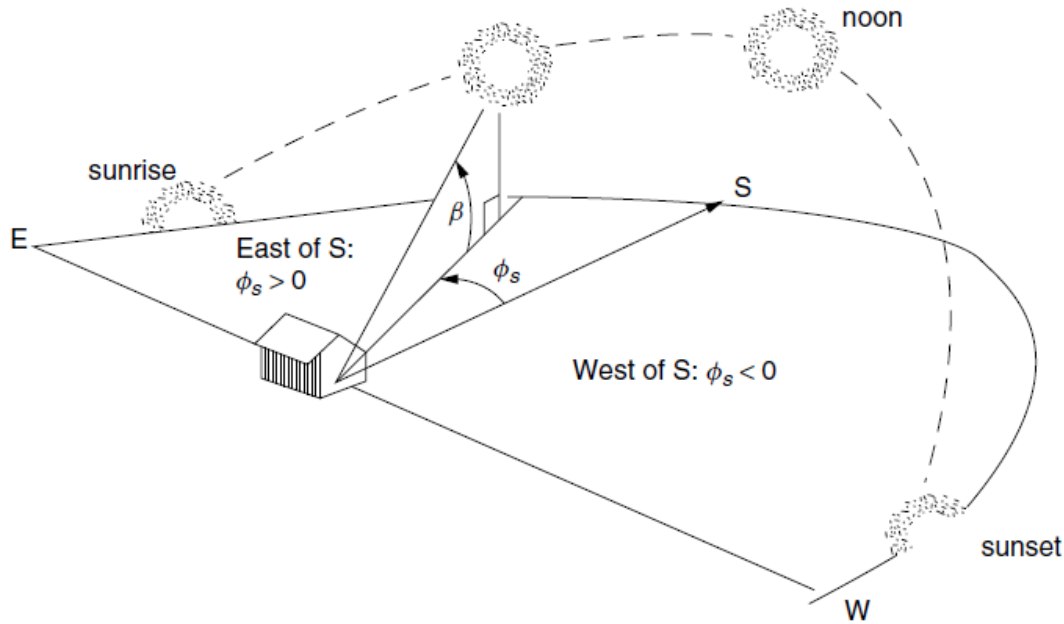
Optimalni ugao, odnosno ugao nagiba pri kojem su sunčevi zraci vertikalni na modul u podne je:

$$\text{Nagib} = 90 - \beta_N = 90 - 36,9^\circ = 53,1^\circ .$$

**Primer 2.** Proračunati dnevnu insolaciju pri vedrom januarskom danu za jedan južno okrenuti solarni modul sa fiksnim nagibnim uglom od  $30^0$ . Modul je postavljen na lokaciji čija je geografska širina  $40^0$ .

**Rešenje:**

U toku dana sunčevi zraci padaju pod različitim uglom na solarni modul. Ugao pod kojim će padati direktno solarno zračenje na površinu modula je definisan sa altitudnim uglom  $\beta_N$  i azimutom  $\phi_S$  kao što je ilustrovano na slici.



Karakteristični uglovi mogu se sračunati prema sledećim formulama:

$$\sin \beta = \cos L \cos \delta \cos H + \sin L \sin \delta$$

$$\sin \phi_S = \frac{\cos \delta \sin H}{\cos \beta}$$

Gde su  $L$  geografska širina,  $\delta$  solarna deklinacija i  $H$  satni ugao koji se može sračunati prema izrazu:

$$\text{Hour angle } H = \left( \frac{15^\circ}{\text{hour}} \right) \cdot (\text{hours before solar noon})$$

$$\text{Npr. u 9 sati pre podne } H = \frac{15}{h} \cdot 3h = 45^0.$$

Najčešće se pozicija sunca zadaje grafički za određenu geografsku širinu, kao što je prikazano na slici za analizirani slučaj  $L=40^0$ . Za nekoliko geografskih širina mape su date u prilogu I.

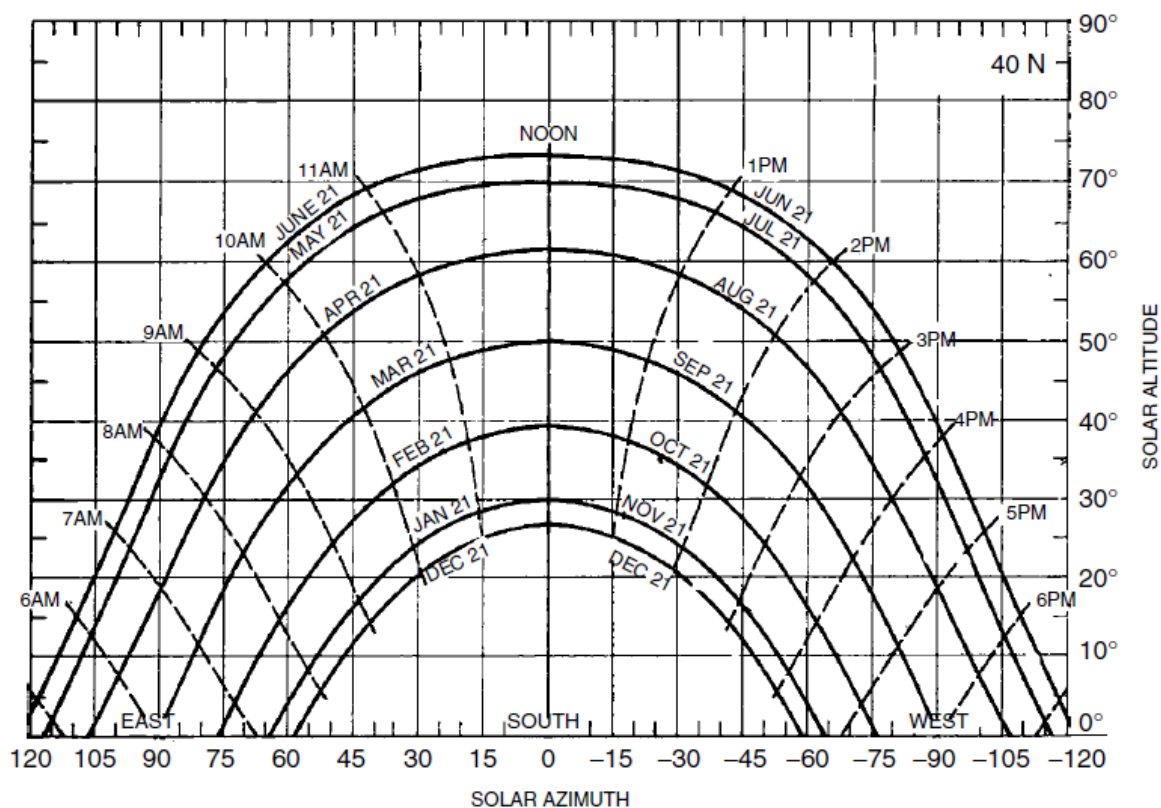
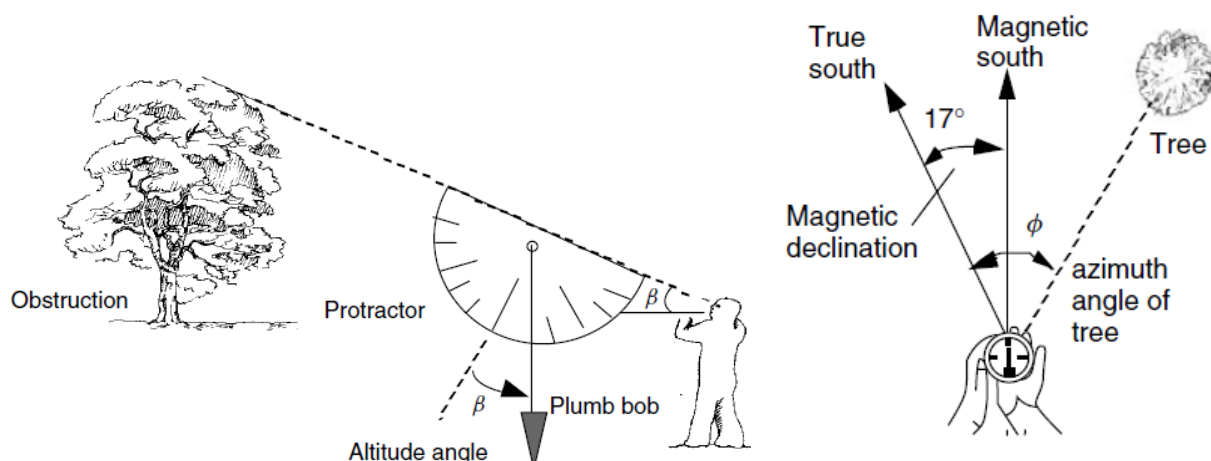


Tabela sa insolacijama (direktnom i difuzionom) pri vedrom danu za analiziranu geografsku širinu za različite fiksne nagibne uglove južno orijentisanog fotonaponskog modula i sisteme sa podešavanjem optimalnog nagiba:

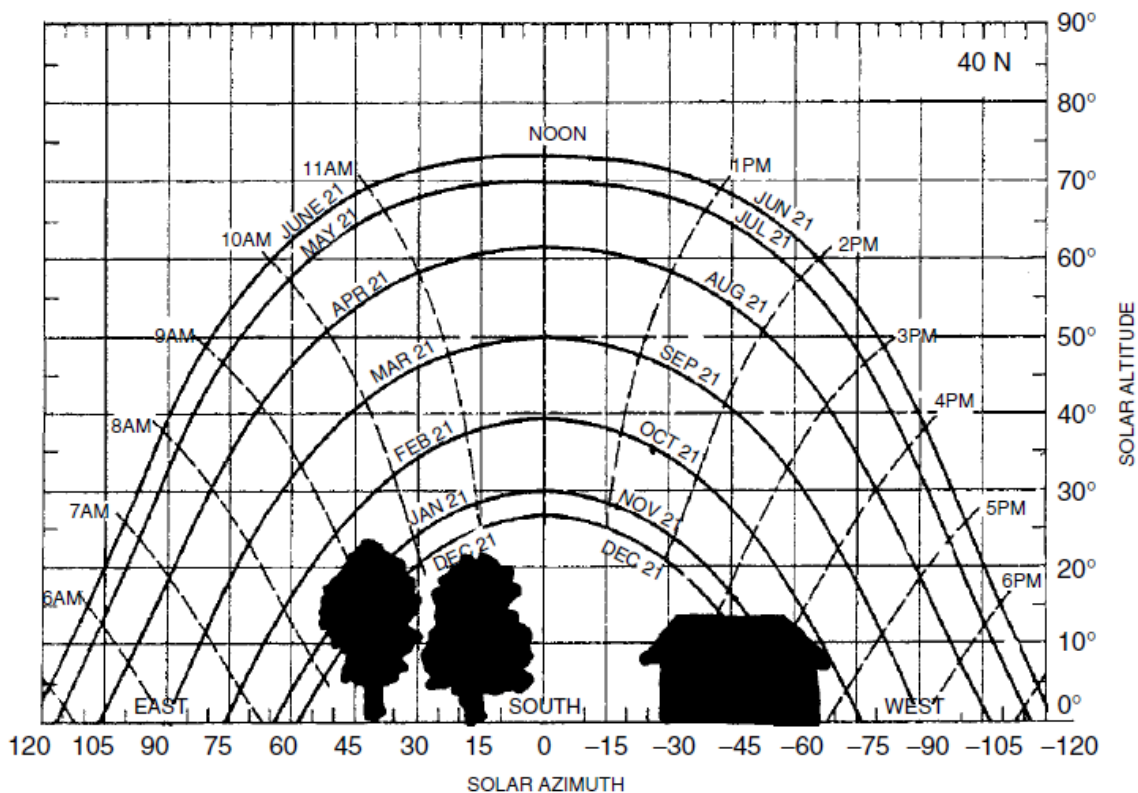
Solar Time	Tracking		Tilt Angles					Latitude 40°		
	One-Axis	Two-Axis	0	20	30	40	50	60	90	
	January 21 (W/m <sup>2</sup> )									
7, 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8, 4	439	462	87	169	204	232	254	269	266	
9, 3	744	784	260	424	489	540	575	593	544	
10, 2	857	903	397	609	689	749	788	803	708	
11, 1	905	954	485	722	811	876	915	927	801	
12	919	968	515	761	852	919	958	968	832	
kWh/d:	6.81	7.17	2.97	4.61	5.24	5.71	6.02	6.15	5.47	

Na osnovu tabele može se zaključiti da u analiziranom slučaju pri vedrom januarskom dnevna insolacija na površinu modula iznosi 5,24 kWh/dan. Ako bi modul imao sistem za praćenje sunca po dve ose ukupna insolacija bi bila 7,17 kWh/dan.

Dijagrami putanje sunca imaju veliki praktični značaj za analizu uticaja senke objekata u okolini modula na dnevnu insolaciju. Da bi se proračunao taj uticaj potrebno je sa mesta modula označiti karaktersitične uglove za okolne objekte koji mogu stvoriti sjenku na mestu modula.



Kada se odrede karakteristični uglovi potrebno je objekte ucrtati na dijagram solarne putanje.



U analiziranom slučaju jedno drvo će praviti senku u intervalu između 8,30 i 9,30 u periodu od novembra do januara, dok će kuća praviti senku u poslepodnevnim satima od 15 do 17 sati.

Na osnovu tabele insolacija može se zaključiti da će zbog senke biti smanjena insolacija:

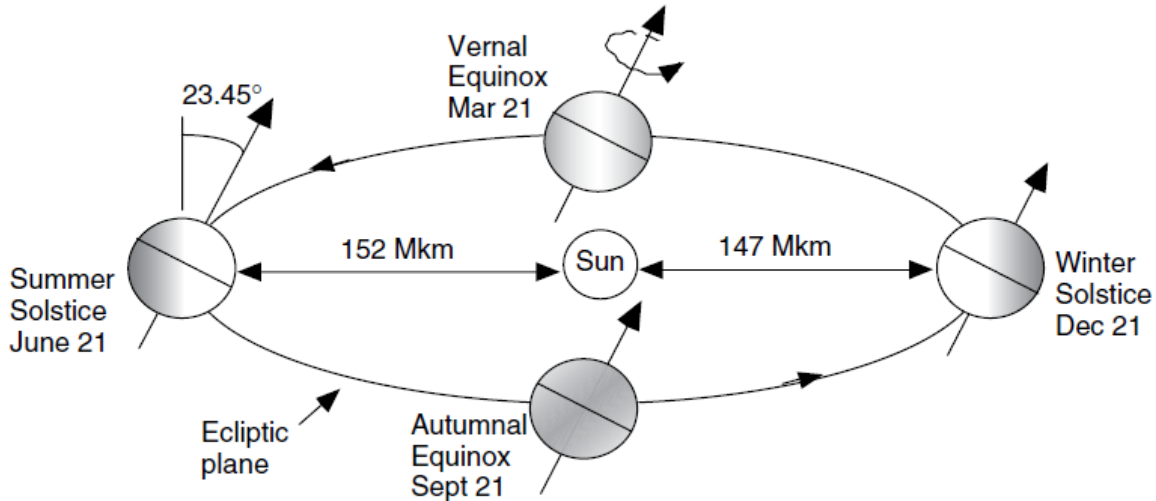
$$\approx 5,24 - 0,49 - 0,2 = 4,55 \text{ kWh} / \text{m}^2 \text{ dan} .$$



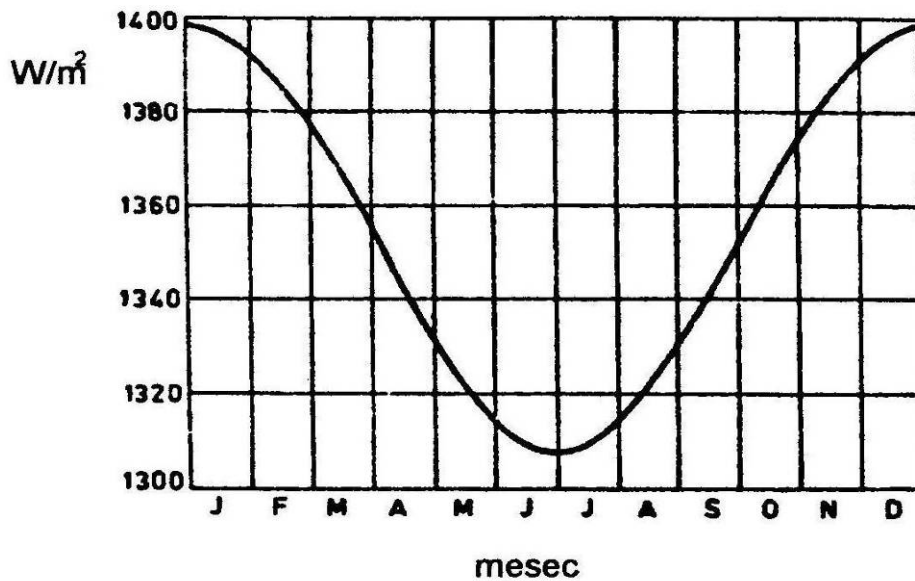
**Primer 3.** Proračunati direktnu komponentu solarnog zračenja za solarni modul postavljen normalno na upadno zračenje pri vedrom danu 21. maja na lokaciji u Beogradu ( $N 44,8^{\circ}$ ).

**Rešenje:**

Rastojanje između Zemlje i Sunca se menja u toku godine kao što je prikazano na slici.



Zbog promene rastojanja između Zemlje i Sunca menja se ekstraterestrička iradijacija.



Proračun ekstraterestričke iradijacije  $I_0$  za proizvoljan dan u godini je dat relacijom:

$$I_0 = SC \cdot \left[ 1 + 0.034 \cos \left( \frac{360n}{365} \right) \right] \quad (\text{W/m}^2)$$

gde je SC solarna konstanta i ona iznosi  $1377 \text{ W/m}^2$ .

Fluks solarnog zračenje  $I_B$  koje u vidu direktnog zračenja dospe na zemljinu površinu je manje od  $I_0$  zbog apsorpcije i raspršivanja u atmosferi. Procena iradijacije na zemljinoj površini je data Bouguer-Lambertovim zakonom:

$$I_B = Ae^{-kM}$$

gde je:

$I_B$  – energija Sunčevog zračenja koja u jedinici vremena pada normalno na kvadratni metar površine Zemlje;

$A$  – fluks ekstraterestričnog zračenja koji uđe u atmosferu;

$k$  – koeficijent atenuacije sunčevog zračenja u Zemljinoj atmosferi (optička dubina);

$M$  – optička vazдушna masa.

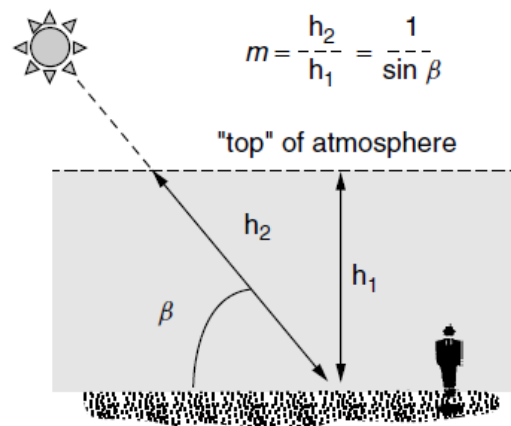
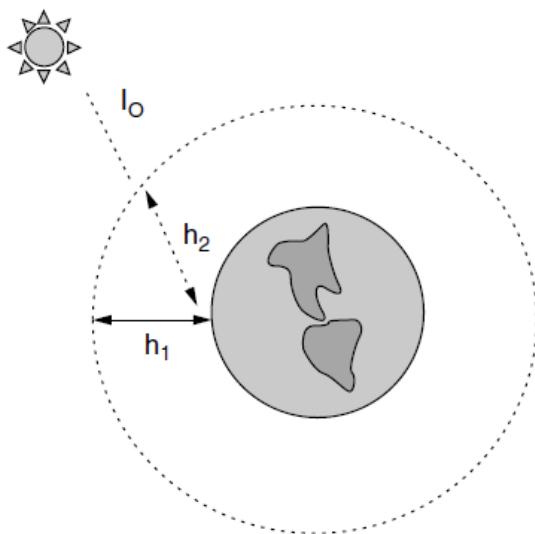
Proračun veličina koje figurišu u prethodnoj relaciji se vrši prema sledećim relacijama:

$$A = 1160 + 75 \sin \left[ \frac{360}{365} (n - 275) \right] \quad (\text{W/m}^2)$$

$$k = 0.174 + 0.035 \sin \left[ \frac{360}{365} (n - 100) \right]$$

U solarnoj energetici optička vazдушna masa predstavlja odnos dužine puta sunčevih zraka kroz atmosferu i dužine puta sunčevih zraka kroz atmosferu kada je Sunce u zenitu:

$$M = \frac{1}{\sin \beta}$$



U konkretnom primeru 21. maj je 141 dan, pa je:



$$A = 1160 + 75 \sin \left[ \frac{360}{365}(n - 275) \right] = 1160 + 75 \sin \left[ \frac{360}{365}(141 - 275) \right]$$

$$= 1104 \text{ W/m}^2$$

$$k = 0.174 + 0.035 \sin \left[ \frac{360}{365}(n - 100) \right]$$

$$= 0.174 + 0.035 \sin \left[ \frac{360}{365}(141 - 100) \right] = 0.197$$

Solarna deklinacija za 21. maj je:

$$\delta = 23,45 \sin \left[ \frac{360}{365}(n - 81) \right] = 23,45 \sin \left[ \frac{360}{365}(141 - 81) \right] = 20,14^\circ .$$

Altitudni ugao u solarno podne je:

$$\beta_N = 90^\circ - L + \delta = 90 - 44,8 + 20,1 = 65,3^\circ .$$

Vazдушna masa je:

$$M = \frac{1}{\sin \beta_N} = 1,1$$

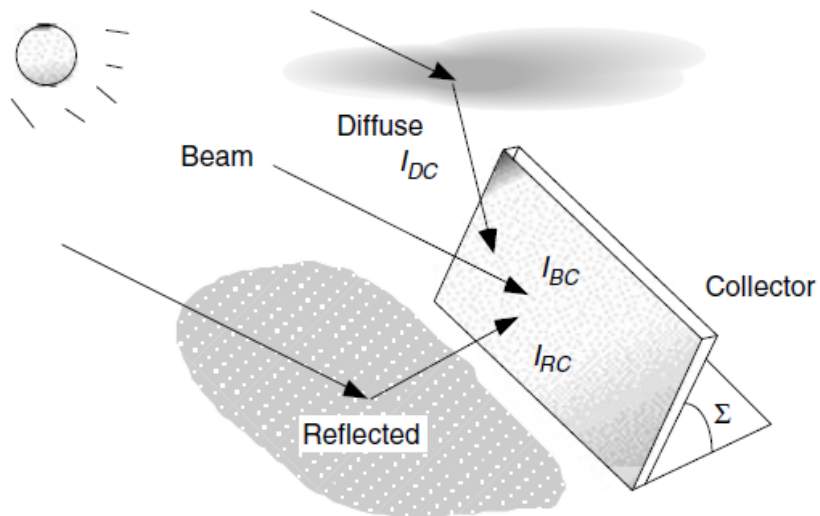
Energija Sunčevog zračenja koja u jedinici vremena pada normalno na jedinicu površine Zemlje na lokaciji u Beogradu pri vedrom danu 21. maja je:

$$I_B = A e^{-kM} = 1104 \cdot e^{-0,197 \cdot 1,1} = 888,9 \text{ W / m}^2$$

**Primer 4.** Proračunati ukupnu solarnu iradijaciju (direktnu + difuzionu + reflektovanu) koja pada na solarni modul orjentisan jugoistočno  $20^0$  (u odnosu na jug). Modul je fiksiran pod nagibnim uglom  $\Sigma=40^0$ . Modul je postavljen na ravnoj livadi. Proračun izvršiti za vedar dan 21. maja u solarno podne. Lokacija na kojoj je postavljen modul se nalazi u Beogradu (N  $44,8^0$ ).

**Rešenje:**

Ukupno zračenje koje dospe do modula se sastoji od tri komponente: direktno ( $I_{BC}$ ), difuziono ( $I_{DC}$ ) i reflektovano ( $I_{RC}$ ).



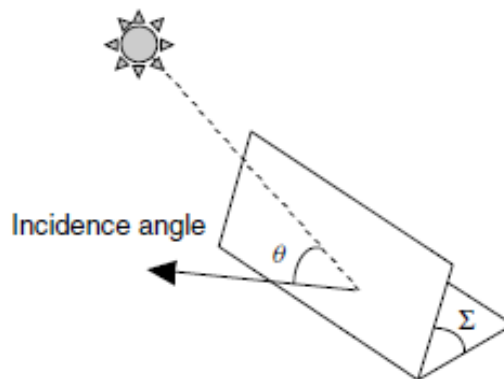
Za proračun fotonaponski konverzije potrebno je proračunati ukupno zračenje  $I_C$ :

$$I_C = I_{BC} + I_{DC} + I_{RC}$$

Proračun pojedinih komponenti zračenja:

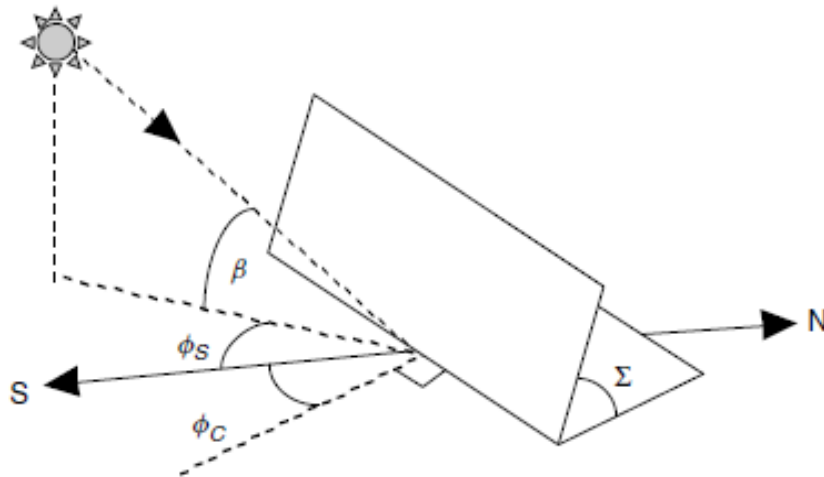
*Proračun direktne komponente zračenja  $I_{BC}$ :*

Za proračun direktne komponente zračenja neophodno je izračunati incidentni ugao  $\theta$  pod kojim padaju direktni solarni zraci na analizirani modul.



$$I_{BC} = I_B \cos \theta$$

Ugao  $\theta$  može se proračunati na osnovu poznate pozicije modula i odgovarajuće altituda i azimuta sunca.



Na osnovu prethodne slike može se napisati:

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

Za analizirani slučaj u primeru 5 proračunat je ugao visine sunca iznad horizonta za 21. maj u podne:  $\beta_N = 90^\circ - L + \delta = 90 - 44,8 + 20,1 = 65,3^\circ$ , pošto se analizira solarno podne onda je azimut  $\phi_S = 0^\circ$ . Energija Sunčevog zračenja koja u jedinici vremena pada normalno na jedinicu površine Zemlje na lokaciji u Beogradu pri vedrom danu 21. maja je proračunata u primeru 5 i iznosi:

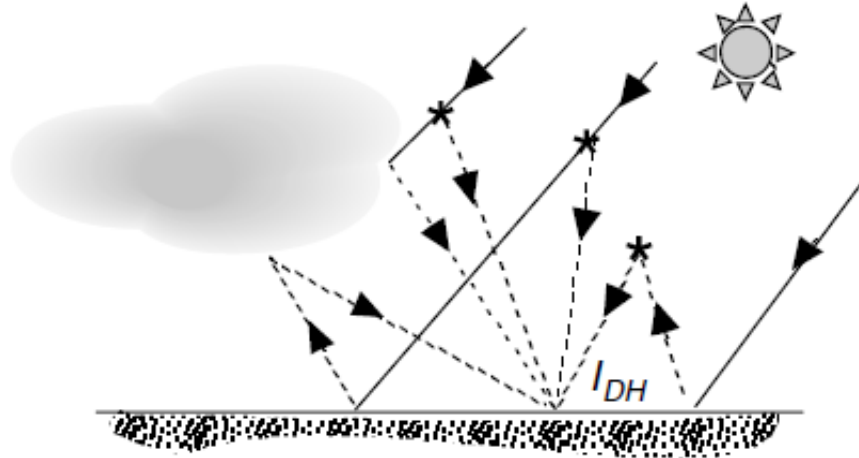
$$I_B = 888,9 \text{ W / m}^2.$$

Direktna komponenta iradijacije na ravan solarnog modula je:

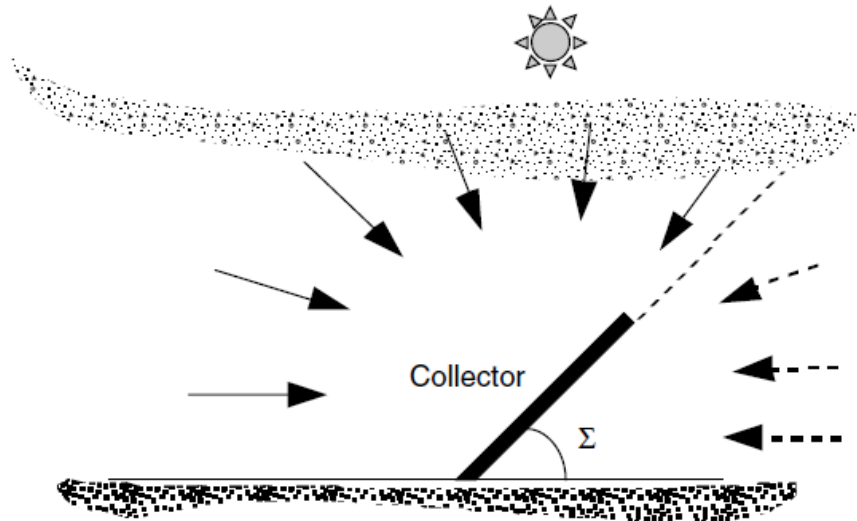
$$\begin{aligned} I_{BC} &= I_B \cos \theta = I_B (\cos \beta \cos(\phi_S - \phi_C) \sin \Sigma + \sin \beta \cos \Sigma) = \\ &= 888,9 \cdot (\cos 65,3^\circ \cos(0^\circ - 20^\circ) \sin 40^\circ + \sin 65,3^\circ \cos 40^\circ) = 843 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \end{aligned}$$

#### *Proračun difuzione komponente dozračene energije*

Pri prolasku sunčevih zraka kroz atmosferu jedan deo tog zračenja biva raspršen pri nailasku na čestice prašine i oblake, kao što je prikazano na slici.



S obzirom na stohastičnost procesa, može se smatrati da ova komponenta zračenja na mestu solarnog modula ima isti intenzitet iz svih smerova.



Ako bi solarni modul bio postavljen u horizontalnoj ravni tada bi imali maksimalnu difuzionu komponentu  $I_{DH}$ . Ako bi modul bio postavljen vertikalno onda bi, u odnosu na horizontalan položaj, samo polovina difuzionog zračenja dospevala na modul. Za proizvoljan ugao nagiba modula u odnosu na horizontalu difuziona komponenta iradijacije na površinu modula je:

$$I_{DC} = I_{DH} \left( \frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right) = C I_B \left( \frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right)$$

Gde je C prostorni difuzioni faktor koji se može sračunati prema sledećoj aproksimativnoj relaciji:

$$C = 0.095 + 0.04 \sin \left[ \frac{360}{365} (n - 100) \right]$$

Za konkretan primer difuzioni faktor je:

$$C = 0.095 + 0.04 \sin \left[ \frac{360}{365} (n - 100) \right]$$

$$C = 0.095 + 0.04 \sin \left[ \frac{360}{365} (141 - 100) \right] = 0.121$$

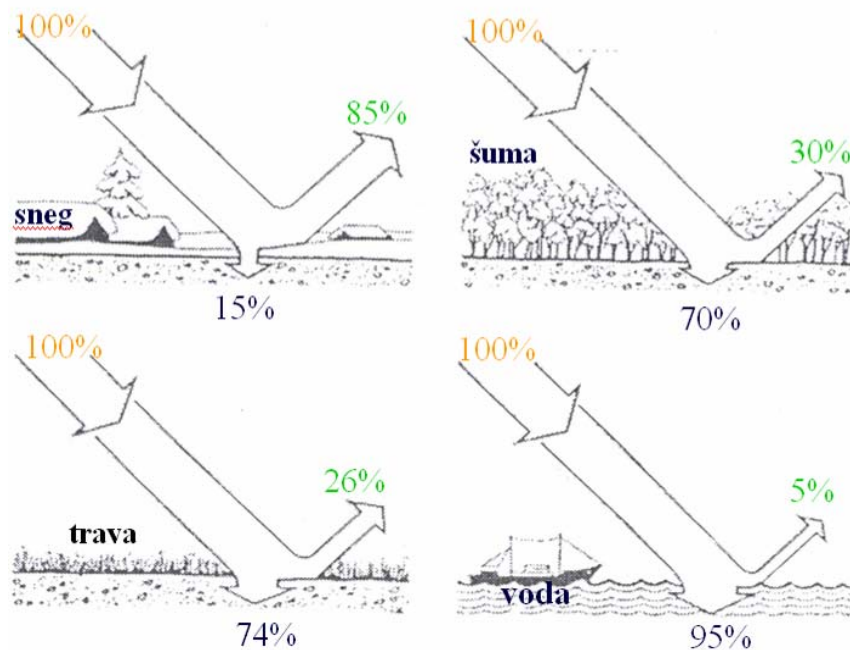
Difuziona komponenta zračenja koja pogađa solarni modul opisan u zadatku je:

$$I_{DC} = CI_B \left( \frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right) = 0,121 \cdot 888,9 \cdot \left( \frac{1 + \cos 40}{2} \right) \approx 95 \text{ W / m}^2$$

#### Proračun reflektovane komponente zračenja

Solarni zraci koji padnu na zemlju se delom reflektuju, pri čemu intenzitet refleksije zavisi od refleksionih karakteristika površine. Kvantitativna mera reflektivnosti neke površine je koeficijent refleksije  $\rho$  i on se kreće od 0,1 koliko iznosi za npr. za asfalt (bitumen) do 0,8 za sneg.

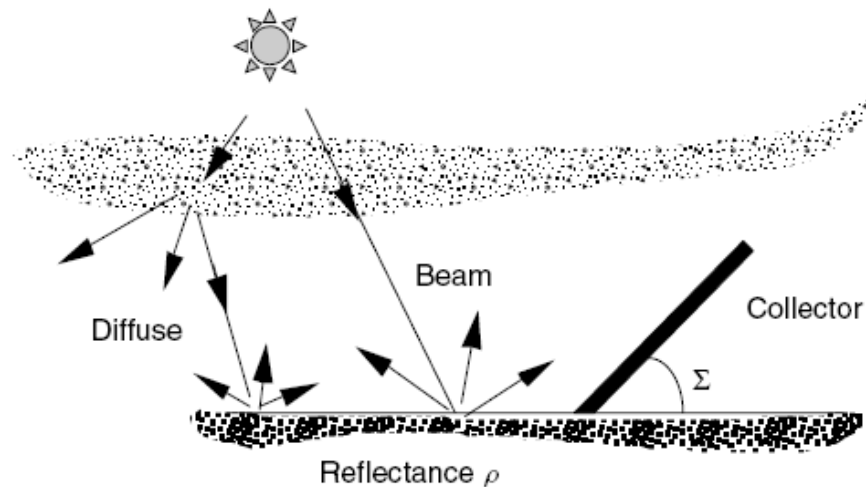
Refleksione karakteristike za različite vrste podloge su prikazane na slici:



Za analizu komponente reflektovanog zračenja koja dospe na solarni modul koji je postavljen pod nagibnim uglom  $\Sigma$  u odnosu na horizontalnu ravan može se koristiti sledeći praktičan aproksimativan izraz :

$$I_{RC} = \rho(I_{BH} + I_{DH}) \left( \frac{1 - \cos \Sigma}{2} \right)$$

Prethodni izraz obuhvata obe komponente reflektovanog zračenja koje potiču od direktnog i difuznog zračenja. Model je izveden pod pretpostavkom da je refleksijska površina ispred kolektora velika i da se refleksija vrši podjednako u svim pravcima sa koeficijentom refleksije  $\rho$ , kao što je prikazano na slici:



Zamenom izraza za difuzionu komponentu, proračun reflektovane komponente zračenja se može izvršiti prema sledećem izrazu:

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

U konkretnom primeru za travnatu površinu se može uzeti koeficijent refleksije 0,2 pa je reflektovana komponenta iradijacije na površini solarnog modula:

$$I_{RC} = \rho I_B (\sin \beta + C) \left( \frac{1 - \cos \Sigma}{2} \right) = 0,2 \cdot 888,9 \cdot (\sin 65,3^\circ + 0,121) \cdot \left( \frac{1 - \sin 40^\circ}{2} \right) \approx 33 \frac{W}{m^2}.$$

Ukupna iradijacija na površini modula u solarno podne je:

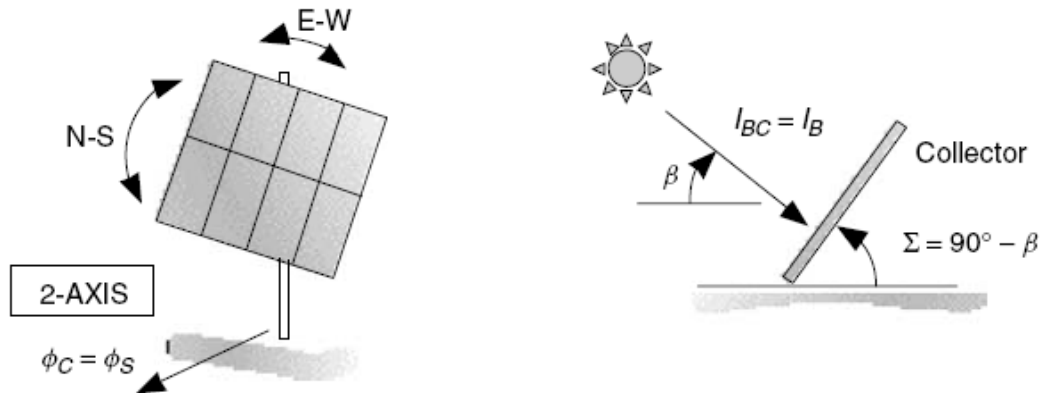
$$I_C = I_{BC} + I_{DC} + I_{RC} = 843 + 95 + 33 = 971 \frac{W}{m^2}.$$

**Primer 5.** Izvršiti komparativnu analizu između ukupne iradijacije koja pri vedrom danu letnje ravnodnevnice pada u solarno podne na površinu solarnog modula montiranog na geografskoj širini  $40^\circ$ , za slučaj da je modul opremljen sistemom za optimalno praćenje sunca: a) po jednoj osi; b) po dve ose.

U proračunu zanemariti reflektovanu komponentu zračenja.

### Rešenje:

Zbog dnevnih i sezonskih promena azimutnog i altitudnog ugla incidentni ugao pod kojim padaju solarni zraci na modul sa fiksiranom orijentacijom i nagibom se menja. Maksimalno iskorišćenje modula bi se postiglo ako bi upadno zračenje uvek bilo normalno na površinu zračenja ( $\theta=90^\circ$ ), to je moguće ostvariti ako modul ima sistem koji omogućava praćenje altitudnog i azimutnog ugla sunca. Da bi se u svakom dobu godine i dana postizao optimalni ugao neophodno je da sistem omogućava sa dva stepena slobode rotacije, kao što je prikazano na slici:



Pomoću ovakvog sistema moguće je uvek obezbediti da incidentni ugao upadnog direktnog zračenja na solarni modul bude  $90^\circ$ . Treba napomenuti da optimalni ugao sa aspekta direktnog zračenja nije optimalan i sa aspekta difuzionog zračenja. Pošto je direktno zračenje dominantno ono se uzima za merodavno. Pri oblačnom danu, kada postoji samo difuziona komponenta zračenja, modul treba postaviti u horizontalu, što predstavlja optimalan ugao za difuziono zračenje.

Relacije prema kojima se može proračunati komponente iradijacija za modul sa sistemom dvoosnog praćenja sunca su:

$$I_{BC} = I_B$$

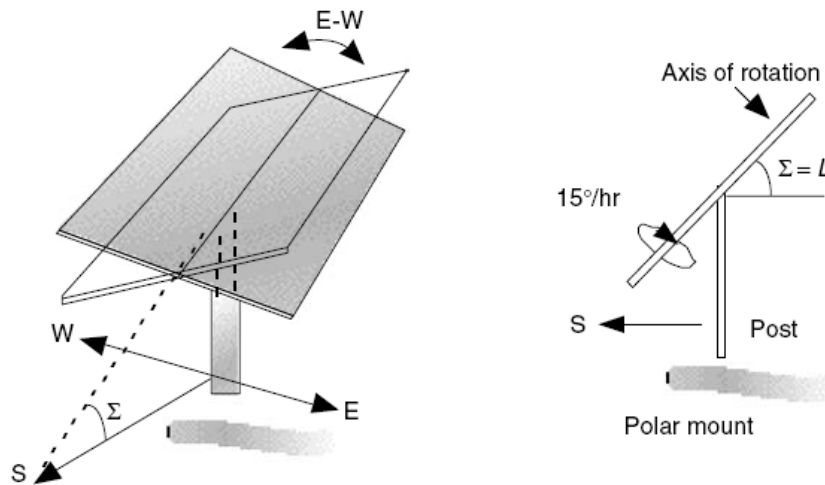
$$I_{DC} = C I_B \left[ \frac{1 + \cos(90^\circ - \beta)}{2} \right]$$

$$I_{RC} = \rho (I_{BH} + I_{DH}) \left[ \frac{1 - \cos(90^\circ - \beta)}{2} \right]$$

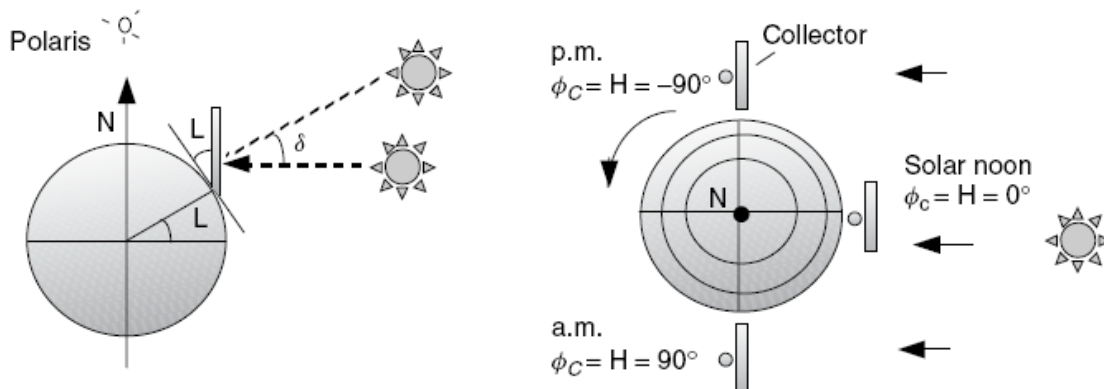
Zbog kompleksnosti sistema za dvoosno praćenje sunca u praksi se mnogo češće koristi sistem za jednoosno praćenje sunca. Kod ovog sistema solarni modul se obično orijentiše prema jugu (za severnu hemisferu) tako da mu nagibni ugao odgovara geografskoj širini  $L$ , dok sistem za



praćenje rotira modul u smeru istok-zapad, odnosno prati azimut sunca kao što je prikazano na slici. Ovakav sistem se naziva polarno montirani sistem.



Brzina rotacije modula odgovara dnevnoj promeni satnog ugla i iznosi 15<sup>0</sup>/h. Na slici su prikazane karakteristične pozicije i orijentacija modula za jednoosnim praćenjem.



Relacije prema kojima se može proračunati komponente iradijacija za modul sa sistemom jednoosnog praćenja sunca su:

$$I_{BC} = I_B \cos \delta$$

$$I_{DC} = C I_B \left[ \frac{1 + \cos(90^\circ - \beta + \delta)}{2} \right]$$

$$I_{RC} = \rho (I_{BH} + I_{DH}) \left[ \frac{1 - \cos(90^\circ - \beta + \delta)}{2} \right]$$

Kod jednoosnog praćenja sunca postiže se optimum samo sa aspekta azimutnog ugla. Promene solarne deklinacije nije moguće automatski pratiti. S obzirom da se solarne deklinacije sporo menja moguće je konstruisati sistem sa ručnom promenom nagibnog ugla u skladu sa sezonskim promenama solarne deklinacije

Za konkretan primer, prema definisanim relacijama, može se izvršiti proračun solarne iradijacije za jednoosni i dvoosni sistem praćenja sunca.

a) Proračun iradijacije za dvoosni sistem praćenja:

Kod ovog sistema uvek je moguće orjentisati modul tako da je upadno zračenje normalno na solarni modul, pa je direktna iradijacija na modul:

$$I_{BC} = I_B = A e^{-km}$$

Za proračun insolacije na površini zemlje potrebno je proračunati altitudni ugao sunca i vazдушnu masu:

$$\beta_N = 90^\circ - L + \delta = 90 - 40 + 23.45 = 73.45^\circ$$

$$m = \frac{1}{\sin \beta} = \frac{1}{\sin 73.45^\circ} = 1.043$$

Proračun iradijacije ekstraterestričkog zračenja  $A$  i optičke dubine  $k$  se može izvršiti prema sledećim relacijama:

$$A = 1160 + 75 \sin \left[ \frac{360}{365}(n - 275) \right] \quad (\text{W/m}^2)$$

$$k = 0.174 + 0.035 \sin \left[ \frac{360}{365}(n - 100) \right]$$

Zbog relativno spore sezonske promene  $A$  i  $k$  oni se mogu proceniti na osnovu tabele:

**Optical Depth  $k$ , Apparent Extraterrestrial Flux  $A$ , and the Sky Diffuse Factor  $C$  for the 21<sup>st</sup> Day of Each Month**

Month:	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec
$A$ (W/m <sup>2</sup> ):	1230	1215	1186	1136	1104	1088	1085	1107	1151	1192	1221	1233
$k$ :	0.142	0.144	0.156	0.180	0.196	0.205	0.207	0.201	0.177	0.160	0.149	0.142
$C$ :	0.058	0.060	0.071	0.097	0.121	0.134	0.136	0.122	0.092	0.073	0.063	0.057

Source: ASHRAE (1993).

Na osnovu definisanih relacija i podataka datih u tabeli može se izvršiti proračun direktne i difuzione komponente solarnog zračenja na površini analiziranog modula:

$$I_{BC} = I_B = A e^{-km} = 1088 \text{ (W/m}^2) \cdot e^{-0.205 \times 1.043} = 879 \text{ W/m}^2$$

$$I_{DC} = C I_B \left[ \frac{1 + \cos(90^\circ - \beta)}{2} \right] = 0.134 \cdot 879 \left[ \frac{1 + \cos(90^\circ - 73.45^\circ)}{2} \right] = 115 \text{ W/m}^2$$

Ukupno iradijacija je:

$$I_C = I_{BC} + I_{DC} = 879 + 115 = 994 \text{ W/m}^2$$

b) Proračun iradijacije za jednoosni sistem praćenja:

Direktna komponenta iradijacije je:

$$I_{BC} = I_B \cos \delta = 879 \text{ W/m}^2 \cos(23.45^\circ) = 806 \text{ W/m}^2$$

Difuziona komponenta iradijacije je:

$$I_{DC} = C I_B \left[ \frac{1 + \cos(90^\circ - \beta + \delta)}{2} \right] = 0.134 \cdot 879 \text{ W/m}^2 \left[ \frac{1 + \cos(90 - 73.45 + 23.45)}{2} \right] = 104 \text{ W/m}^2$$

Ukupna iradijacija:

$$I_C = I_{BC} + I_{DC} = 806 + 104 = 910 \text{ W/m}^2$$

Uporednom analizom može se zaključiti da dvoosni sistem postiže svega 10% veću iradijaciju u odnosu na jednoosni. S obzirom na kompleksnost dvoosnog automatskog sistema praćenja i relativno malog povećanja efikasnosti u praksi se mnogo češće koristi jednoosni sistem.

**Primer 6.** Srednja dnevna horizontalna insolacija na mernom mestu Dubrava/Sikole (N44,17<sup>0</sup>; E22,35<sup>0</sup>) u Negotinu za mesec oktobar 2008. iznosi 2,85 kWh/m<sup>2</sup>. Merenja horizontalne insolacije su izvršena na NRG merno-akvizicionom sistemu pomoću *Li-Cor* piranometra.

Proračunati srednju dnevnu insolaciju za solarni modul koji bi bio postavljen na ovom mernom mestu na južnu stranu krova jedne kuće. Nagibni ugao krova je 40<sup>0</sup>. Kuća je okružena livadom.

### Rešenje:

U prethodnim primerima vršeni su proračuni za uslove vedrog dana. Međutim, u realnim uslovima zbog oblačnosti, lokalne zagađenosti atmosfere i sličnih uticaja neophodno je vršiti merenje iradijacije kako bi se korektno odredio solarni potencijal.

Postoje dva principijelna senzora za merenje solarne iradijacije i to piranometar (*pyranometer*) i pirheliometer (*pyrheliometer*). Piranometri mere ukupnu iradijaciju koja dospeva na njegovu aktivnu površinu, dok pirheliometri mere samo direktnu komponentu zračenja.

U solarnoj energetici se najčešće koriste piranometri. Postoji više tipova piranometara, a najčešće se koriste dva tipa i to *Li-Cor* (b) i *Thermopile crno-beli* (a).



(a)



(b)

Princip rada *Thermopile crno-belog* piranometra je u detekciji razlike temperatura između crnih i belih segmenata koja je posledica različitih koeficijenata apsorpcije. Za razliku od *crno-belog* piranometra, koji meri ceo spektar zračenja, *Li-Cor* tip ima različitu osetljivost za različite talasne dužine. Vrlo popularan je *Li-Cor silicon cell* piranometar koji meri zračenja do talasne dužine od 1100 μm. S obzirom da i solarne ćelije obično nisu osetljive na infracrvena zračenja ovaj tip piranometra je našao masovnu primenu u solarnoj energetici.

Da bi se merni rezultati o ukupnoj srednjoj horizontalnoj insolaciji  $\bar{I}_H$ , koji su prikupljeni za određeni period (npr. mesec), ekstrapolirali na proizvoljno orjentisan solarni modul potrebno je u prvom koraku dekomponovati ukupnu srednju horizontalnu insolaciju na odgovarajuću direktnu komponentu ( $\bar{I}_{BH}$ ) i difuzionu komponentu ( $\bar{I}_{DH}$ ).

Ukupna srednja horizontalna iradijacija je:

$$\bar{I}_H = \bar{I}_{DH} + \bar{I}_{BH}$$

Za proračun komponenti ukupne horizontalne iradijacije neophodno je prvo proračunati indeks vedrosti (čistoće)  $K_T$  koji se definiše kao odnos horizontale insolacije na površini zemlje (mernom mestu) prema horizontalnoj ekstraterestričkoj insolaciji na površini atmosfere na geografskoj širini i dužini koja odgovara mernom mestu na zemlji.

$$K_T = \frac{\bar{I}_H}{\bar{I}_0}$$

Veći indeks znači da nebo nije oblačno i da je atmosfera čista i obrnuto.

Srednja horizontalna dnevna insolacije ekstraterestričkog zračenja može se dobiti integraljenjem ukupnog ekstraterestričkog zračenja od izlaska do zalaska sunca i njegovom projekcijom na horizontalnu površinu, što rezultuje sledećom relacijom:

$$\bar{I}_0 = \left(\frac{24}{\pi}\right) SC \left[ 1 + 0.034 \cos\left(\frac{360n}{365}\right) \right] (\cos L \cos \delta \sin H_{SR} + H_{SR} \sin L \sin \delta)$$

Srednji mesečni indeks vedrine se obično računa tako što se proračuna za svaki dan u analiziranom mesecu pa se dobijene vrednosti usrednje ili se  $\bar{I}_0$  proračuna za centralni dan u mesecu i uzme se kao referentni dan za ceo mesec, pa se prema njemu proračunava srednji mesečni indeks  $K_T$ .

Kada se proračuna srednji mesečni indeks  $K_T$  onda se može primeniti *Liu-Jourdan-ova* relacija za dekompoziciju ukupne horizontalne komponente zračenja na direktno i difuziono:

$$\frac{\bar{I}_{DH}}{\bar{I}_H} = 1.390 - 4.027K_T + 5.531K_T^2 - 3.108K_T^3$$

Ukupna difuziono i reflektovano zračenje koje padne na solarni modul koji je pod nagibnim uglom  $\Sigma$  u odnosu na horizontalu se može sračunati prema sledećim relacijama:

$$\bar{I}_{DC} = \bar{I}_{DH} \left( \frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right)$$

$$\bar{I}_{RC} = \rho \bar{I}_H \left( \frac{1 - \cos \Sigma}{2} \right)$$

Direktna komponenta zračenja koja pada na modul zavisi od incidentnog ugla  $\theta$  koji, pored orijentacije i nagiba modula, zavisi i od azimuta i altitudnog ugla.

Veza između direktne iradijacije i njene horizontalne komponente zavisi od altitudnog ugla i data je relacijom:

$$I_{BH} = I_B \sin \beta$$

Direktna komponenta zračenja koja pada na modul je:

$$I_{BC} = I_B \cos \theta$$

Kombinovanjem prethodne dve relacije dobija se veza između horizontalne komponente direktnog zračenja i direktne komponente zračenja na površini modula:

$$I_{BC} = I_{BH} \left( \frac{\cos \theta}{\sin \beta} \right) = I_{BH} R_B$$

Koeficijent  $R_B$  se naziva faktor kosine. Pri proračunu iradijacije za određeni kratak interval vremena (npr. 10 min interval) u kojem se može smatrati da se altitudni i incidentni ugao ne menjaju može se relativno jednostavno proračunati  $I_{BC}$  kao u primeru 6. Pri proračunu srednje dnevne ili mesečne iradijacije na površini modula najbolje je uraditi proračun za svaki interval posebno, a zatim izvršiti usrednjavanje, što se može uraditi relativno jednostavno pomoću računara. Ukoliko se poseduje samo informacija o srednjoj mesečnoj (ili dnevnoj) vrednosti za  $I_H$  onda je potrebno sračunati srednji faktora kosine. Prema *Liu-Jourdan-ovoj* metodi za južno orjentisani modul srednji faktor kosine se može sračunati prema sledećoj relaciji:

$$\bar{R}_B = \frac{\cos(L - \Sigma) \cos \delta \sin H_{SRC} + H_{SRC} \sin(L - \Sigma) \sin \delta}{\cos L \cos \delta \sin H_{SR} + H_{SR} \sin L \sin \delta}$$

gde su:

$L$  - geografska širina na kojoj je modul montiran

$\Sigma$  - nagibni ugao modula

$\delta$  - srednja solarna deklinacija za analizirani mesec,

$H_{SR}$  - je satni ugao izlaska sunca i može se proračunati prema sledećoj relaciji:

$$H_{SR} = \cos^{-1}(-\tan L \tan \delta)$$

$H_{SRC}$  je satni ugao pri prvom obasjavanju kolektora ako je  $\theta=90^\circ$  i može se proračunati prema sledećoj relaciji:

$$H_{SRC} = \min\{\cos^{-1}(-\tan L \tan \delta), \cos^{-1}[-\tan(L - \Sigma) \tan \delta]\}$$

Ukupna srednja iradijacija na površini kolektora je:

$$\bar{I}_C = \bar{I}_H \left( 1 - \frac{\bar{I}_{DH}}{\bar{I}_H} \right) \cdot \bar{R}_B + \bar{I}_{DH} \left( \frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right) + \rho \bar{I}_H \left( \frac{1 - \cos \Sigma}{2} \right)$$

Proračun za konkretan solarni modul čija je pozicija opisana u zadatku:

Proračun srednje mesečne solarne deklinacije i satnog ugla izlaska sunca:

$$\delta = 23,4 \sin\left(\frac{360}{365}(n - 81)\right) = 23,4 \sin\left(\frac{360}{365}(289 - 81)\right) \approx -10^\circ$$

$$H_{SR} = \arccos(-\tan L \tan \delta) = \arccos(-\tan 44,17^\circ \tan(-10^\circ)) = 80^\circ = 1,399 \text{ rad}$$

Proračun srednje mesečne horizontalne insolacija ekstraterestričkog zračenja:

$$\begin{aligned}\bar{I}_0 &= \left(\frac{24}{\pi}\right) SC \left[1 + 0,034 \cos\left(\frac{360n}{365}\right)\right] (\cos L \cos \delta \sin H_{SR} + H_{SR} \sin L \sin \delta) = \\ &= \left(\frac{24}{\pi}\right) 1,377 \left[1 + 0,034 \cos\left(\frac{360 \cdot 289}{365}\right)\right] (\cos 44,17^\circ \cos(-10^\circ) \sin 80^\circ + 1,399 \cdot \sin 44,17^\circ \sin(-10^\circ)) = \\ &= 5,59 \text{ kWh/m}^2 \text{ dan}\end{aligned}$$

Proračun faktora vedrine:

$$K_T = \frac{\bar{I}_H}{\bar{I}_0} = \frac{2,85}{5,59} = 0,51.$$

Proračun difuzione komponente horizontalne insolacije:

$$\begin{aligned}\frac{\bar{I}_{DH}}{\bar{I}_H} &= 1,39 - 4,027 K_T + 5,531 K_T^2 - 3,108 K_T^3 = 1,39 - 4,027 \cdot 0,51 + 5,531 \cdot 0,51^2 - 3,108 \cdot 0,51^3 = 0,363 \\ \bar{I}_{DH} &= 0,363 \cdot \bar{I}_H = 0,363 \cdot 2,85 = 1,035 \text{ kWh/m}^2 \text{ dan}\end{aligned}$$

Proračun difuzione komponente insolacije na površini modula:

$$\bar{I}_{DC} = \bar{I}_{DH} \left(\frac{1 + \cos 40^\circ}{2}\right) = 1,035 \left(\frac{1 + \cos 40^\circ}{2}\right) = 0,92 \text{ kWh/m}^2 \text{ dan}$$

Proračun refleksione komponente insolacije na površini modula:

$$\bar{I}_{RC} = \rho \bar{I}_H \left(\frac{1 - \cos 40^\circ}{2}\right) = 0,2 \cdot 2,85 \left(\frac{1 - \cos 40^\circ}{2}\right) = 0,07 \text{ kWh/m}^2 \text{ dan}$$

Proračun direktne komponente insolacije na horizontalnoj površini:

$$\bar{I}_{BH} = \bar{I}_H - \bar{I}_{DH} = 2,85 - 1,035 = 1,82 \text{ kWh/m}^2 \text{ dan.}$$

Proračun satnog ugla izlaska sunca na površini solarnog modula:

$$\begin{aligned}H_{SRC} &= \min \left\{ \arccos(-\tan L \tan \delta), \arccos[-\tan(L - \Sigma) \tan \delta] \right\} = \\ &= \min \left\{ \arccos(-\tan 44,17^\circ \tan(-10^\circ)), \arccos[-\tan(44,17^\circ - 40) \tan(-10^\circ)] \right\} = \\ &= \min \{1,399, 1,558\} = 80^\circ = 1,399 \text{ rad}\end{aligned}$$

Proračun faktora kosine:



$$\begin{aligned}\bar{R} &= \frac{\cos(L - \Sigma) \cos \delta \sin H_{SRC} + H_{SRC} \sin(L - \Sigma) \sin \delta}{\cos L \cos \delta \sin H_{SR} + H_{SR} \sin L \sin \delta} = \\ &= \frac{\cos(44,17^0 - 40^0) \cos(-10^0) \sin 80^0 + 1,399 \sin(44,17^0 - 40^0) \sin(-10^0)}{\cos 44,17^0 \cos(-10^0) \sin 80^0 + 1,399 \sin 44,17^0 \sin(-10^0)} = \frac{0,95}{0,53} = 1,8\end{aligned}$$

Proračun direktne srednje dnevne insolacije na površini solarnog modula za mesec oktobar 2008:

$$\bar{I}_{BC} = \bar{I}_{BH} \cdot \bar{R} = 1,82 \cdot 1,8 = 3,276 \text{ kWh/m}^2\text{dan}$$

Proračun ukupne srednje dnevne insolacije na površini solarnog modula za mesec oktobar 2008:

$$I_C = I_{BC} + I_{DC} + I_{RC} = 3,276 + 0,92 + 0,07 = 4,266 \text{ kWh/m}^2\text{dan.}$$

**Primer 7.** Analizira se fotonaponska ćelija aktivne površine  $100 \text{ cm}^2$  koja ima inverznu struju zasićenja  $I_0=10^{-12} \text{ A/cm}^2$ . Pri iradijaciji od jednog sunca struja kratkog spoja ćelije je  $40 \text{ mA/cm}^2$ , pri temperaturi ćelije od  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Proračunati napon otvorenog kola pri iradijaciji od jednog sunca i pri 50% manjoj iradijaciji.

### Rešenje:

Fotonaponska ćelija je p-n spoj koji se formira od pogodnih poluprovodničkih materijala, najčešće silicijuma. Silicijum je četvero valentan i on gradi svoju kristalnu rešetku tako što svaki njegov elektron iz zadnje ljuske gradi kovalentnu vezu sa po jednim odgovarajućim elektronom iz susednog atoma silicijuma. Na sobnoj temperaturi neke od postojećih kovalentnih veza nisu uvek održive, prekidaju se i dolazi do emitovanja elektrona u provodnu zonu i nastanka šupljine na upražnjenom mestu. Različiti tipovi poluprovodnika se dobijaju ubacivanjem primesa u čist silicijum.

Za formiranje p-tipa poluprovodnika se koriste elementi 3. grupe periodnog sistema (najčešće bor). Ubacivanjem bora u silicijum postiže se da atomi bora zamenjuju pojedine atome silicijuma u kristalnoj rešetki. Pošto je atom bora trovalentan on će ostvariti kovalentne veze sa tri susedna atoma silicijuma. Veza sa četvrtim susednim atomom silicijuma se ne može ostvariti, poslednji elektron iz zadnje ljuske silicijuma se vezuje za atom bora koji postaje negativan a na poslednjem atomu silicijuma se manifestuje postojanje šupljine, tako da se ukupan efekat sastoji u tome da se dobija višak šupljina u dopiranom materijalu. Zbog činjenice da je atom bora prihvatio poslednji elektron iz ljuske silicijuma on se naziva akceptor.

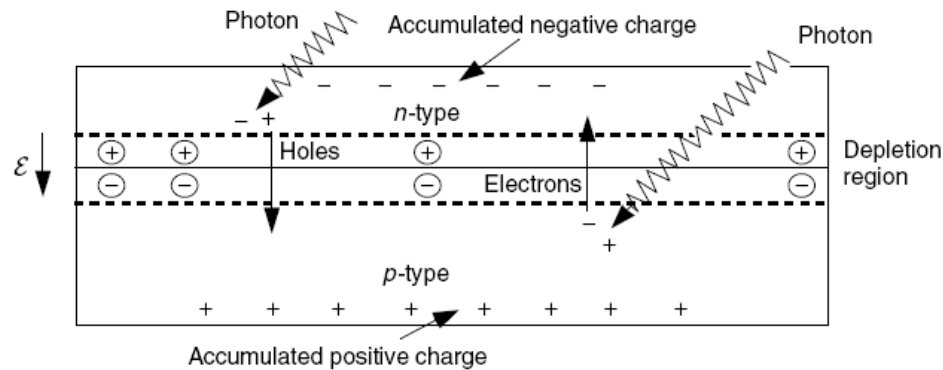
Za formiranje n-tipa poluprovodnika se koriste elementi 5 grupe periodnog sistema (na primer fosfor). Kada atom fosfora zameni jedan atom silicijuma u rešetki doći će do ostvarivanja kovalentnih veza sa susedima kao i kod bora. Razlika je u tome da će fosforu kao petovalentnom elementu, pošto ostvari veze sa četiri susedna atoma silicijuma, ostati jedan elektron viška. Međutim taj poslednji elektron neće ostati na zadnjoj ljusci fosfora već će doći do njegovog emitovanja u provodnu zonu, tj. dobija se jedan slobodan elektron. Zbog činjenice da petovalentne primese dovode to toga da se javlja višak negativnog naelektrisanja (koje oni "daju") nazivaju se donorima.

Materijal za primese i njihova koncentracija u poluprovodniku će zavistiti od željenih karakteristika traženog p-n spoja. Tehnički, p-n spoj se ne ostvaruje spajanjem dva različita tipa poluprovodnika već se naknadnim ubacivanjem primesa suprotnog tipa u postojeći tip poluprovodnika stvara p-n spoj.

Pošto je u pitanju spoj dva različita tipa poluprovodnika kod kojih je u jednom višak negativnih a kod drugog višak pozitivnih naelektrisanja, doći će do difuzionog kretanja slobodnih šupljina ka n-oblasti i slobodnih elektrona ka p-oblasti. Prelaženjem slobodnih naelektrisanja iz jednog tipa u drugi, uz samu granicu spoja će doći do formiranja električnog polja. To polje će dalje predstavljati prepreku daljoj difuziji slobodnih nosilaca. Tako formirana potencijalna barijera se naziva oblast prostornog tovara. I dalje će postojati težnja slobodnih naelektrisanja da prelaze na suprotnu stranu ali to će biti onemogućeno od strane potencijalne barijere, tako da je p-n spoj u dinamičkoj ravnoteži.

Kada se solarna ćelija osvetli onda će fotoni svetlosti prodirati u materijal (n tip je vrlo tanak sloj) i sudarati se sa atomima u blizini oblasti prostornog tovara. Ako foton ima dovoljno veliku energiju da izazove jonizaciju atoma stvoriće se novi par elektron – šupljina koji će pod dejstvom

polja potencijalne barijere biti transponovani i to elektron u n tip, a šupljina u p tip. Na taj način dolazi do razdvajanja naelektrisanja i javlja se napon na priključcima solarne ćelije.



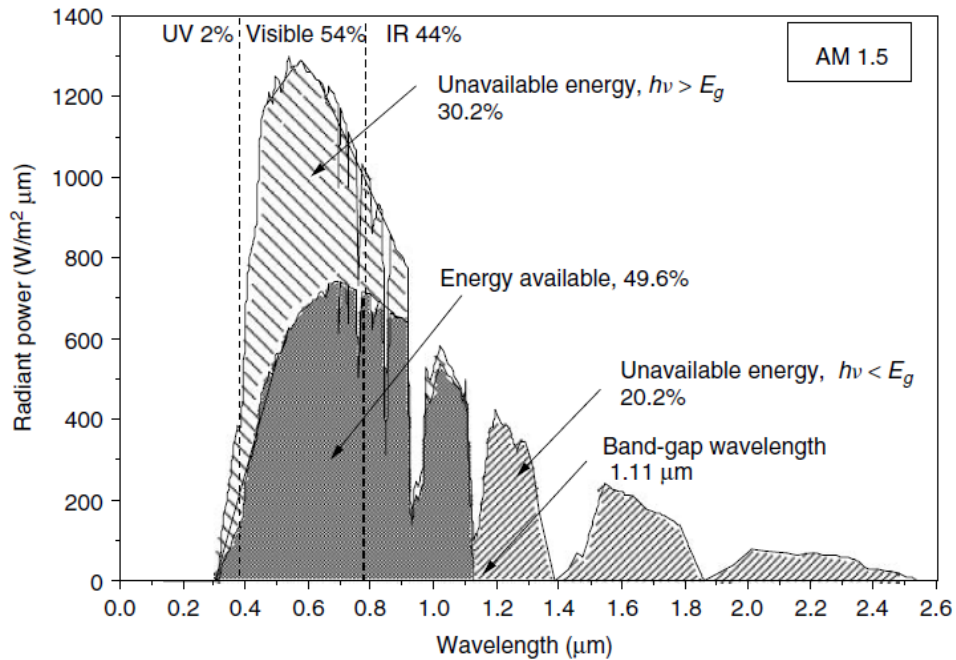
Osnovni uslov za stvaranje parova elektron-šupljina je da je energija fotona koji interaguje sa kristalnom rešetkom u poluprovodniku dovoljna za prebacivanje elektrona iz valentne u provodnu zonu, tj. mora biti ispunjen uslov:

$$h\nu \geq E_g, \text{ odnosno } \lambda \leq hc/E_g$$

gde je:

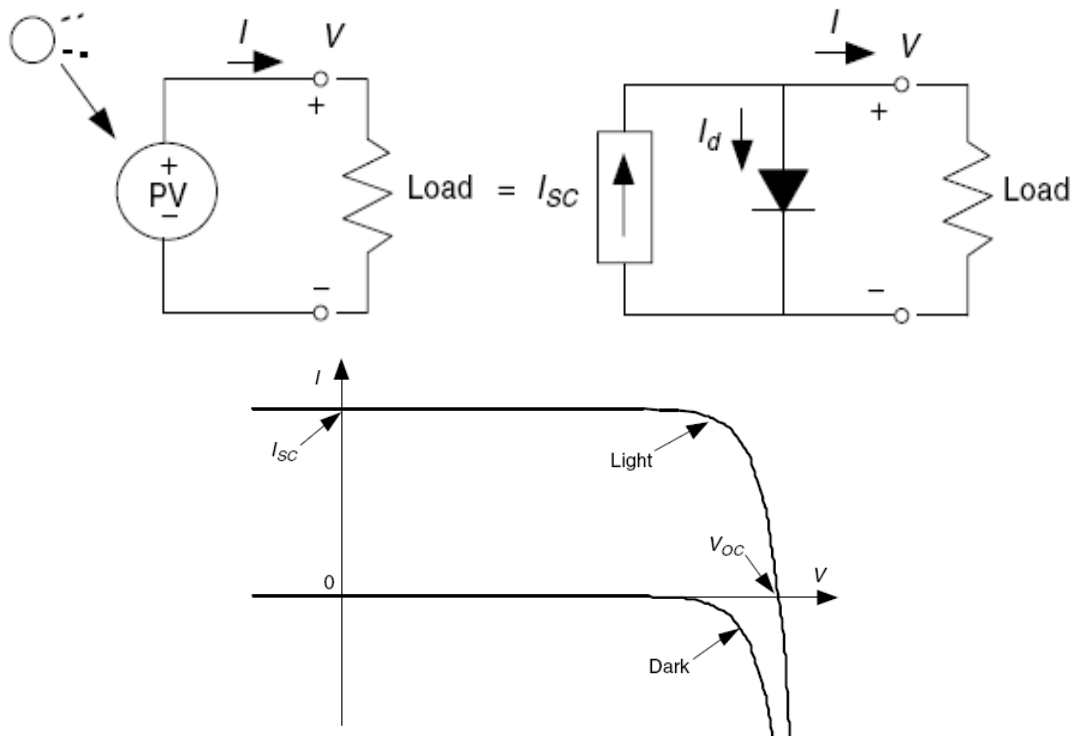
- v – frekvencija upadnog fotona
- c – brzina svetlosti
- h – Plankova konstanta koja iznosi  $6,626 \times 10^{-34}$  Js
- $E_g$  – vrednost energetskog procepa

Fotoni talasnih dužina većih od granične  $\lambda_g = hc/E_g$  ne apsorbuju se u solarnoj ćeliji. Pri apsorpciji fotona talasne dužine manje od granične, višak energije ( $h\nu - E_g$ ) prelazi u kristalnu rešetku povećavajući joj energiju. Na slici je prikazan spektar solarnog zračenja (za AM=1,5) i naznačen deo energije solarnog zračenja koji se teorijski konvertuje u električnu energiju za jednu silicijumsku fotonaponsku ćeliju.



Iz prethodnog bi se moglo zaključiti da je poluprovodnik prikladniji što mu je širina energetskeg procepa manja jer poluprovodnik sa manjim  $E_g$  može apsorbovati veći opseg talasnih dužina iz sunčevog spektra. Međutim, napon solarne ćelije takodje zavisi od  $E_g$ . Za veći  $E_g$  manja je inverzna struja zasićenja kroz p-n spoj, tj. dobija se veći napon na izlazu. Dakle, poluprovodnici malog energetskeg procepa nisu prikladni jer su dobijeni naponi premali. Ova dva efekta suprotna su jedan drugom, pa je potrebno naći optimalno rešenje.

Najprostija ekvivalentna šema solarne ćelije i odgovarajuća strujno-naponska karakteristika neosvetljene i osvetljene ćelije su prikazane na sledećim slikama:



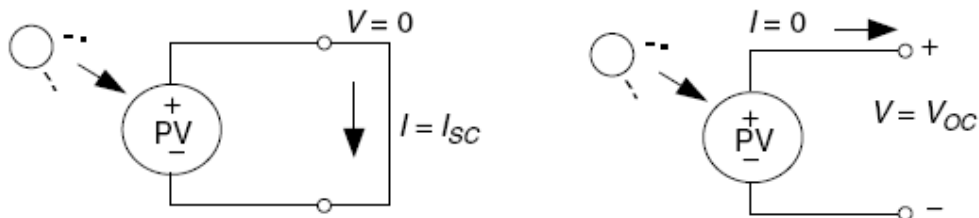
Solarna ćelija u mraku je u potpunosti ekvivalentna diodi i može se opisati sledećom jednačinom:

$$I_d = I_0(e^{qV_d/kT} - 1)$$

gde su:  $I_d$  struja diode,  $I_0$  inverzna struja zasićenja diode,  $q$  naelektrisanje elektrona ( $1,602 \cdot 10^{-19}C$ ),  $V_d$  napon na diodi,  $k$  Bolcmanova konstanta ( $1,381 \cdot 10^{-23} J/C$ ) i  $T$  apsolutna temperatura ćelije.

Kada se ćelija osvetli generiše se struja nosilaca naelektrisanja kroz p-n spoj, na prethodno opisani način, što je na zamenskoj šemi fotoćelije modelovano strujnim izvorom.

U važne parametre solarne ćelije spadaju napon praznog hoda  $V_{OC}$  i struja kratkog spoja ćelije  $I_{SC}$ .



Na osnovu prikazane zamenske šeme mogu se napisati izrazi za struju i napon osvetljene solarne ćelije:

$$I = I_{SC} - I_d$$

Odnosno, koristeći izraz za struju diode može se napisati:

$$I = I_{SC} - I_0 (e^{qV/kT} - 1)$$

Napon praznog hoda se može dobiti iz prethodnog obrasca kada se struju solarne ćelije  $I$  izjednačimo sa nulom:

$$V_{OC} = \frac{kT}{q} \ln\left(\frac{I_{SC}}{I_0} + 1\right)$$

Struja kratkog spoja ćelije se dobija kada je napon na izlaznim krajevima ćelije jednak nuli. Ukoliko se u početni obrazac stavi  $V=0$ , dobiće se da je struja kratkog spoja ćelije jednaka fotostruji  $I_{SC}$ .

U konkretnom primeru inverzna struja zasićenja solarne ćelije je:

$$I_0 = 10^{-12} A/cm^2 \cdot 100cm^2 = 10^{-10} A$$

Ako se solarna ćelija osvetli sa  $1000 W/m^2$  struja kratkog spoja će biti:

$$I_{SC} = 0,04 A/cm^2 \cdot 100cm^2 = 4 A$$

Napon otvorenog kola pri punoj osvetljenosti i temperaturi ćelije od  $25 ^\circ C$  je:

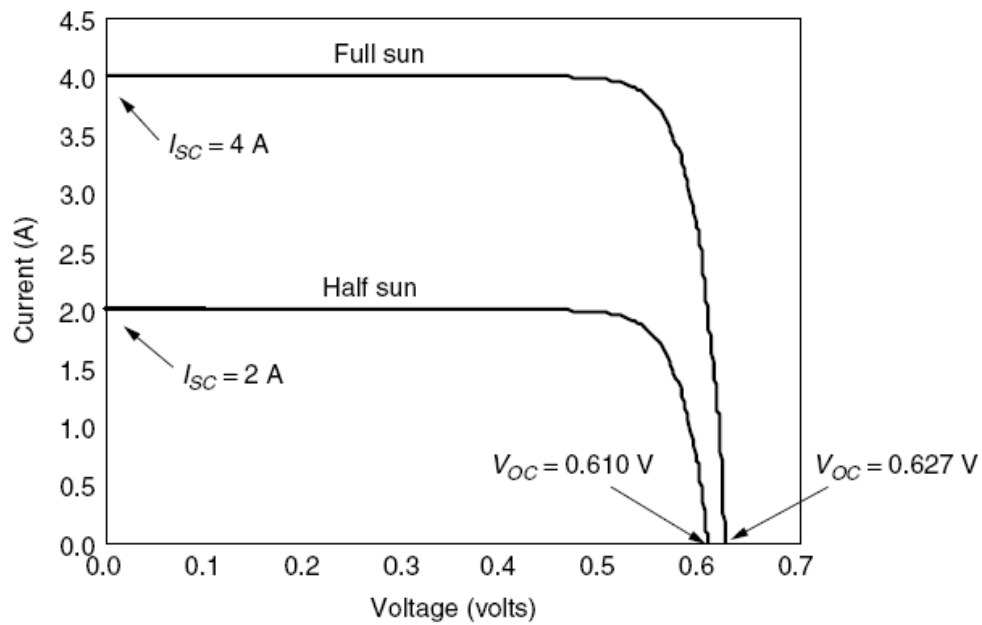
$$V_{OC} = \frac{kT}{q} \ln\left(\frac{I_{SC}}{I_0} + 1\right) = 0.0257 \ln\left(\frac{I_{SC}}{I_0} + 1\right)$$

$$V_{OC} = 0.0257 \ln\left(\frac{I_{SC}}{I_0} + 1\right) = 0.0257 \ln\left(\frac{4.0}{10^{-10}} + 1\right) = 0.627 V$$

Struja  $I_{SC}$  je direktno proporcionalna iradijaciji. Ako se iradijacija smanji za 50% struja  $I_{SC}$  će biti 2 A, pa je napon praznog hoda u ovom slučaju:

$$V_{OC} = 0.0257 \ln\left(\frac{2}{10^{-10}} + 1\right) = 0.610 V$$

Na slici su prikazane I-V karakteristike solarne ćelije za analizirane slučajeve.



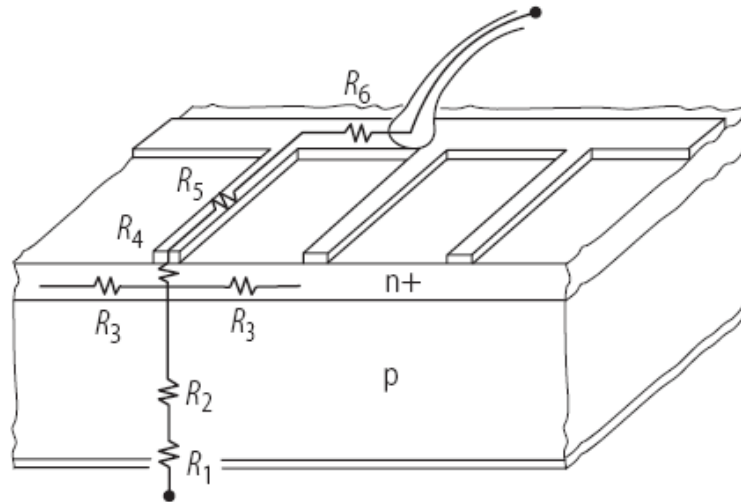
**Primer 8.** PV modul je sastavljen od 36 identičnih solarnih ćelija koje su povezane na red. Pri iradijaciji od  $1 \text{ kW/m}^2$  svaka solarna ćelija ima struju kratkog spoja  $I_{SC} = 3,4 \text{ A}$  i inverznu struju zasićenja  $I_0 = 6 \cdot 10^{-10} \text{ A}$  pri standardnoj temperaturi od  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Ekvivalentna paralelna otpornost ćelije je  $R_p = 6,6 \text{ } \Omega$  i ekvivalentna redna otpornost  $R_s = 0,005 \text{ } \Omega$ .



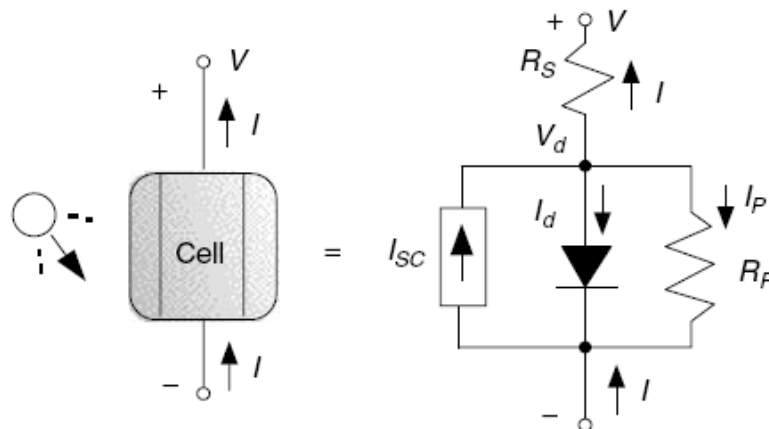
Izračunati: Napon, struju i snagu ovog modula ako je napon na p-n spoju svake ćelije 0,5 V. Definirati karakteristične veličine analiziranog fotonaponskog modula i definisati tačku maksimalne snage.

**Rešenja:**

Kod realna solarne ćelije moraju se uvažiti otpornosti koje postoje u svim elementima solarne ćelije, kao što je prikazano na slici.



Fizičke otpornosti se mogu u zamenskoj šemi solarne ćelije modelovati sa jednom paralelnom i jednom rednom otpornošću. Zamenska šema solarne ćelije sa uvaženim otpornostima je prikazana na slici:



Jednačine koje opisuju solarnu ćeliju sa uvaženim otpornostima su:

$$I = I_{SC} - I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{q(V + I \cdot R_S)}{kT} \right] - 1 \right\} - \left( \frac{V + I \cdot R_S}{R_P} \right)$$

Za standardnu temperaturu od 25°C prethodna jednačina ima sledeći oblik:

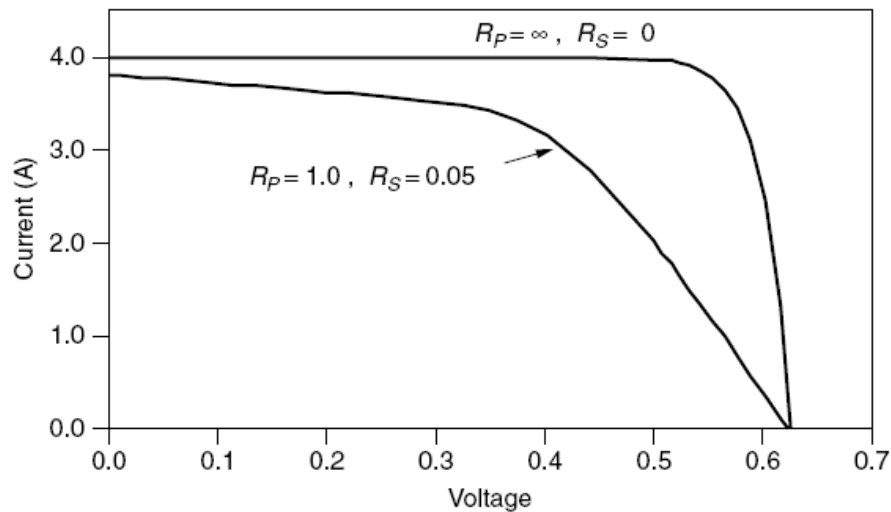
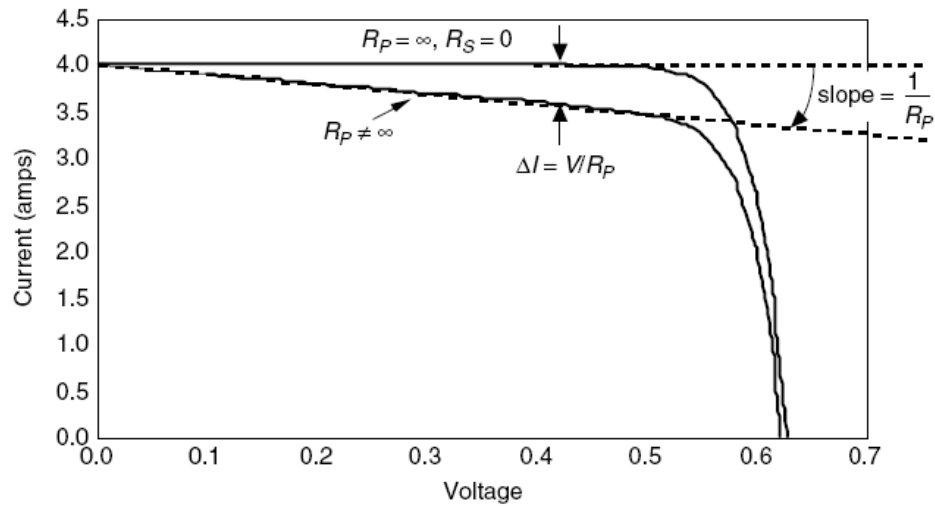
$$I = I_{SC} - I_0 \left[ e^{38.9(V + IR_S)} - 1 \right] - \frac{1}{R_P} (V + IR_S)$$

ili

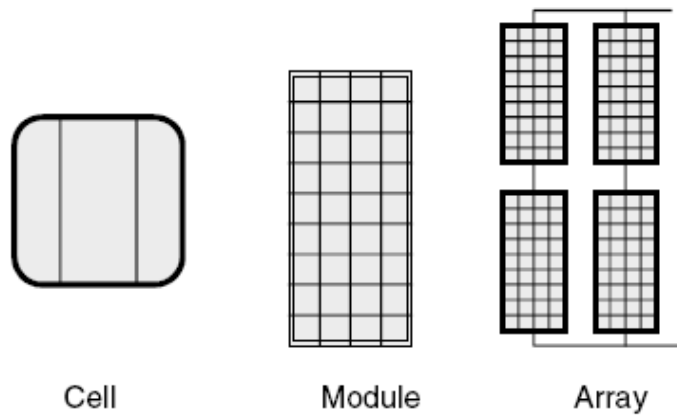
$$I = I_{SC} - I_0(e^{38.9V_d} - 1) - \frac{V_d}{R_P}$$

$$V = V_d - IR_S$$

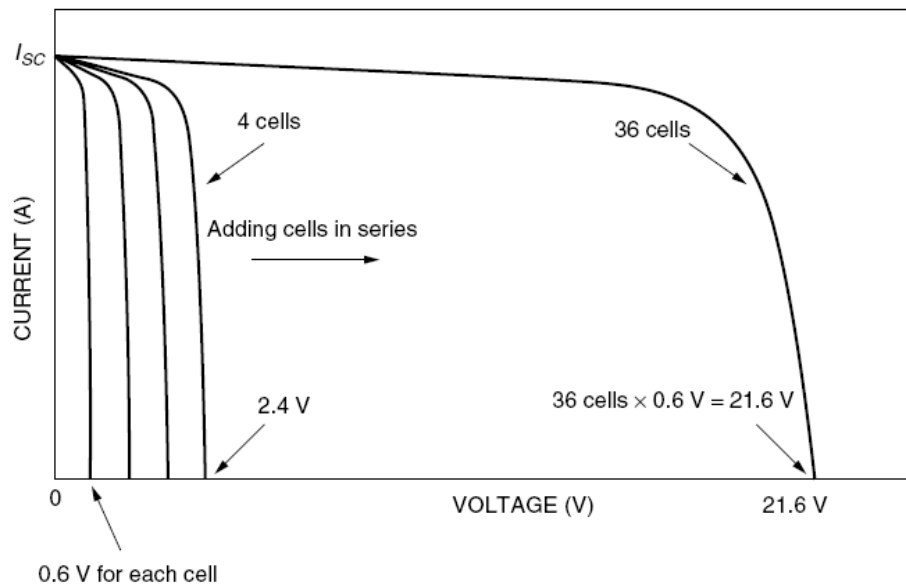
Otpornosti bitno utiču na karakteristiku solarne ćelije i moraju se uvažavati pri realnim analizama eksploatacionih karakteristika. Na slici je prikazan uticaj redne i otočne otpornosti na karakteristike solarne ćelije.



Solarne ćelije se povezuju tako da se dobiju željeni napon i snaga. Tako se formira solarni modul. Više solarnih modula se povezuje na odgovarajući način i dobija se solarni panel.



$$V_{\text{module}} = n(V_d - IR_S)$$



Napon na krajevima solarnog modula sastavljenog od  $n$  redno vezanih solarnih ćelija je:

$$V_{\text{module}} = n(V_d - IR_S)$$

Na osnovu prethodnih jednačina može se sprovesti proračun karakterističnih veličina za konkretan solarni modul koji je opisan u zadatku.

Struja na priključcima solarnog modula je:

$$I = I_{SC} - I_0(e^{38.9V_d} - 1) - \frac{V_d}{R_P} = 3.4 - 6 \times 10^{-10}(e^{38.9 \times 0.50} - 1) - \frac{0.50}{6.6} = 3.16 \text{ A}$$

Napon na priključcima solarnog modula je:

$$V_{\text{module}} = n(V_d - IR_S) = 36(0.50 - 3.16 \times 0.005) = 17.43 \text{ V}$$

Snaga na priključcima modula je:

$$P(\text{watts}) = V_{\text{module}} I = 17.43 \times 3.16 = 55.0 \text{ W}$$

b)

Number of cells, $n = 36$					
Parallel resistance/cell $R_p$ (ohms) = 6.6					
Series resistance/cell $R_s$ (ohms) = 0.005					
Reverse saturation current $I_0$ (A) = 6.00E-10					
Short-circuit current at 1-sun (A) = 3.4					
$V_d$	$I =$ $I_{SC} - I_0 \left( e^{38.9V_d} - 1 \right) - \frac{V_d}{R_p}$	$V_{\text{module}} =$ $n(V_d - I R_s)$	$P$ (watts) $= V_{\text{module}} I$		
0.49	3.21	17.06	54.80		
0.50	3.16	17.43	55.02		
0.51	3.07	17.81	54.75		
0.52	2.96	18.19	53.76		
0.53	2.78	18.58	51.65		
0.54	2.52	18.99	47.89		
0.55	2.14	19.41	41.59		

**Primer 9.** Proračunati maksimalnu snagu na DC priključcima solarnog modula 150 W BP2150S pri solarnoj iradijaciji od  $1000 \text{ W/m}^2$  i ambijentalnoj temperaturi od  $30^\circ\text{C}$ . Temperatura modula pri normalnim uslovima (NOCT – *Normal Operation Cell Temperature*) je  $47^\circ\text{C}$ .

### Rešenje:

Svaki proizvođač fotonaponskih modula daje osnovne karakteristike modula koje se odnose na standardne uslove (STC – *Standard Test Conditions*). Standardni uslovi testiranja su:

- Modul je čist (bez prašine i drugih nečistoća koje se javljaju u realnim uslovima)
- Temperatura modula je  $25^\circ\text{C}$
- Solarna iradijacija na površini modula je  $1000 \text{ W/m}^2$  (jedno sunce)
- Solarni spektar odgovara vazdušnoj masi  $AM=1,5$ .

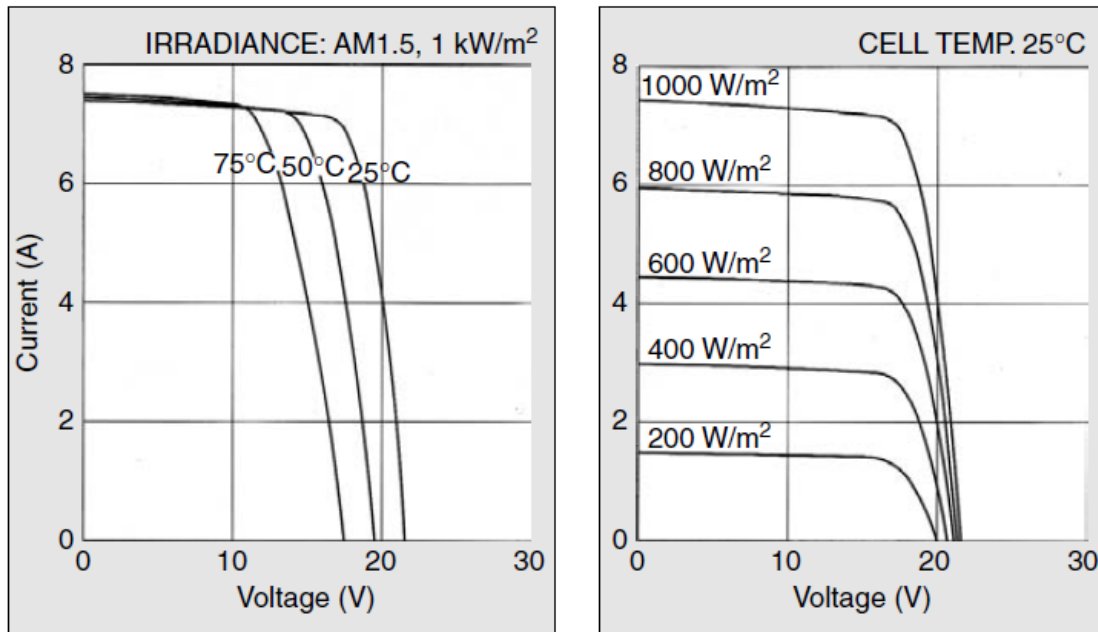
U tabeli su prikazane osnovni tehnički podaci za nekoliko modula različitih proizvođača:

Manufacturer	Kyocera	Sharp	BP	Uni-Solar	Shell
Model	KC-120-1	NE-Q5E2U	2150S	US-64	ST40
Material	Multicrystal	Polycrystal	Monocrystal	Triple junction a-Si	CIS-thin film
Number of cells $n$	36	72	72		42
Rated Power $P_{DC,STC}$ (W)	120	165	150	64	40
Voltage at max power (V)	16.9	34.6	34	16.5	16.6
Current at rated power (A)	7.1	4.77	4.45	3.88	2.41
Open-circuit voltage $V_{OC}$ (V)	21.5	43.1	42.8	23.8	23.3
Short-circuit current $I_{SC}$ (A)	7.45	5.46	4.75	4.80	2.68
Length (mm/in.)	1425/56.1	1575/62.05	1587/62.5	1366/53.78	1293/50.9
Width (mm/in.)	652/25.7	826/32.44	790/31.1	741/29.18	329/12.9
Depth (mm/in.)	52/2.0	46/1.81	50/1.97	31.8/1.25	54/2.1
Weight (kg/lb)	11.9/26.3	17/37.5	15.4/34	9.2/20.2	14.8/32.6
Module efficiency	12.9%	12.7%	12.0%	6.3%	9.4%

Realni uslovi rada odstupaju od standardnih tako da se efikasnost modula i ostali tehnički parametri u realnim eksploatacionim uslovima u manjoj ili većoj meri razlikuju od standardnih koji su dati u tabeli.

Jedan od bitnih parametara koji utiče na efikasnost modula jesti temperatura modula. Povećanje temperature modula iznad standardne vrednosti ( $25^\circ\text{C}$ ) uzrokuje pad efikasnosti modula jer se smanjuju napon otvorenog kola i struja kratkog spoja modula. Tipična promena ovih veličina za kristalne silicijumske module je:  $\Delta V_{OC} = -0,37 \text{ \%}/^\circ\text{C}$ ,  $\Delta I_{SC} = -0,05 \text{ \%}/^\circ\text{C}$  i  $\Delta P_{DCmax} = -0,5 \text{ \%}/^\circ\text{C}$ .

Na slici je prikazano kako se menja I-V karakteristika za solarni modul Kyocera KC120 -1 pri promeni temperature modula i pri promeni snage zračenja sunca.



Da bi se mogla odrediti efikasnost modula pri različitim ambijentalnim uslovima potrebno je proračunati temperaturu modula. Na temperaturu modula dominantno utiče snaga zračenja sunca i uslovi hlađenja, odnosno vetar. Za svaki modul proizvođač definiše temperaturu pri normalnim uslovima eksploatacije (NOCT – *Normal Operation Cell Temperature*). NOCT je temperatura modula pri ambijentalnoj temperaturi 20°C, solarnoj iradijaciji 800 W/m<sup>2</sup> i brzini vetra 1 m/s.

Proračun temperature modula pri različitoj insolaciji i ambijentalnoj temperaturi se može proračunati pomoću sledeće jednačine:

$$T_{\text{cell}} = T_{\text{amb}} + \left( \frac{\text{NOCT} - 20^{\circ}}{0.8} \right) \cdot S$$

gde su:

$T_{\text{cell}}$  – temperatura solarnih ćelija modula (°C)

$T_{\text{amb}}$  – ambijentalna temperatura (°C)

$S$  – solarna iradijacija na površini modula (kW/m<sup>2</sup>)

NOCT - temperatura solarnih ćelija modula pri normalnim uslovima (°C)

Uticaj brzine vetra na temperaturu modula je dosta kompleksan i zavisi od nagiba modula. S obzirom da je pri standardnim uslovima pretpostavljen vrlo slab vetra ne uvažavanjem uticaja vetra na temperaturu solarnih ćelija se ide na stranu sigurnosti.

Za analizirani modul pri definisanim ambijentalnim uslovima očekivana temperatura solarnih ćelija modula je:

$$T_{\text{cell}} = T_{\text{amb}} + \left( \frac{\text{NOCT} - 20^{\circ}}{0.8} \right) \cdot S = 30 + \left( \frac{47 - 20}{0.8} \right) \cdot 1 = 64^{\circ}\text{C}$$

Koristeći podatke iz tabele za analizirani tip modula i definisane stope promene napona i snage modula sa temperaturom, može se proračunati napon otvorenog kola i maksimalna snaga modula za definisane ambijentalne uslove:

$$V_{OC} = 42.8[1 - 0.0037(64 - 25)] = 36.7 \text{ V}$$

$$P_{max} = 150 \text{ W} \cdot [1 - 0.005(64 - 25)] = 121 \text{ W}$$

Prethodni proračun pokazuje da je zbog porasta temperature modula njegova snaga značajno opala i to u konkretnom slučaju za 19 %, što pokazuje da se pri projektovanju fotonaponskih sistema mora voditi računa o uticaju ambijentalne temperature na efikasnost modula.

Ako za neki solarni modul podatak on NOCT –u nije dostupan onda se može temperatura modula proceniti prema sledećoj aproksimativnoj jednačini:

$$T_{cell} = T_{amb} + \gamma \left( \frac{\text{Insolation}}{1 \text{ kW/m}^2} \right)$$

gde je  $\gamma$  koeficijent proporcionalnosti koji zavisi od uslova hlađenja modula, a njegova tipična vrednost između  $25^{\circ}\text{C}$  i  $35^{\circ}\text{C}$ .

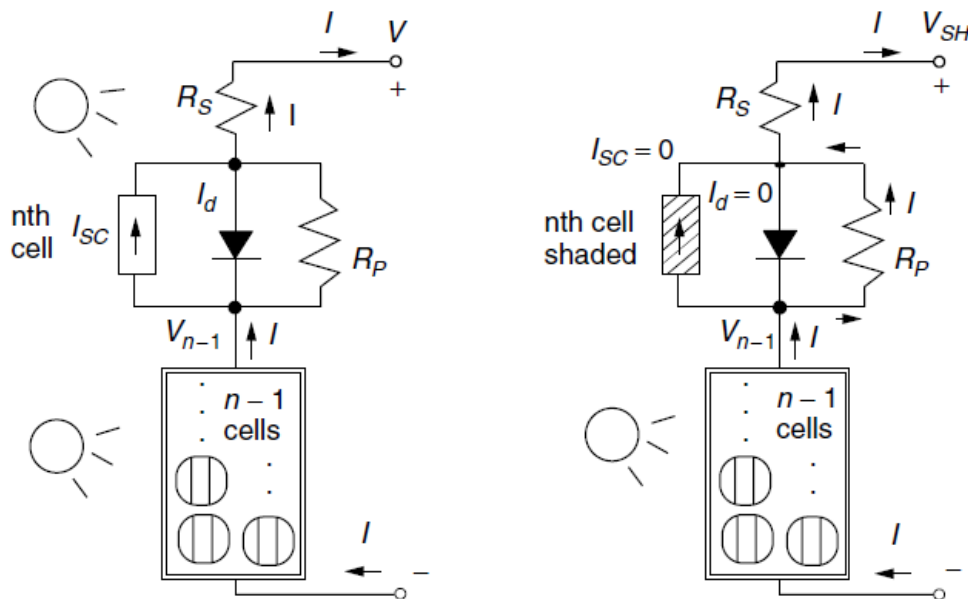
**Primer 10.** PV modul je sastavljen od 36 identičnih solarnih ćelija koje su povezane na red.. Ekvivalentna paralelna otpornost svake od ćelija je  $R_p=6,6 \Omega$  i ekvivalentna redna otpornost  $R_s=0,005 \Omega$ . PV modul napaja potrošač i pri iradijaciji od  $1 \text{ kW/m}^2$  struja na priključcima modula je  $I=2,14 \text{ A}$ , a napon  $V=19,41 \text{ V}$ .

Ako se jedna od 36 solarnih ćelija koje čine modul zakloni (padne list sa drveća, sjenka nekog objekta i slično) proračunati:

- Napon i snagu na priključcima modula;
- Pad napona na ćeliji koja je zaklonjena;
- Disipaciju snage na solarnoj ćeliji koja je zaklonjena.

**Rešenje:**

Uticao zasenčenja jedne od redno vezanih ćelije u modulu na efikasnost PV modula je veoma bitna. Na slici je prikazan modul sa  $n$  redno vezanih PV ćelija pri čemu je izdvojena jedna od ćelija i prikazana njenom ekvivalentnom zamenskom šemom. Sve ćelije na slici levo so osvetljene, tako da je struje generisanja svake ćelije ista. Na slici levo izdvojena ćelija je prekrivena i njena insolacija je 0. Strujni izvor u modelu ove ćelije ne generiše struju, pa predstavlja prekid u nizu  $n$  redno vezanih izvora. Jedini put zatvaranja struje koju generišu ćelije koje nisu zasenčene je preko otpora  $R_p$  jer je dioda negativno polarisana (blokirana).



Usled pada napona na otočnoj otpornosti zasenčene ćelije doći će do pada napona na priključcima modula i do pada snage koju modul predaje potrošaču.

Napon na priključcima modula kada je jedna ćelija zasenčena  $V_{SH}$  je manji od napona  $V$ , kada su sve ćelije sa istom insolacijom, za pad napona na otočnom otporu zasenčene ćelije:

$$V_{SH} = V_{n-1} - I(R_p + R_s) = \left( \frac{n-1}{n} \right) V - I(R_p + R_s)$$

Smanjenje napona na priključcima PV modula uzrokovano senkom na jednoj od ćelija modula je:

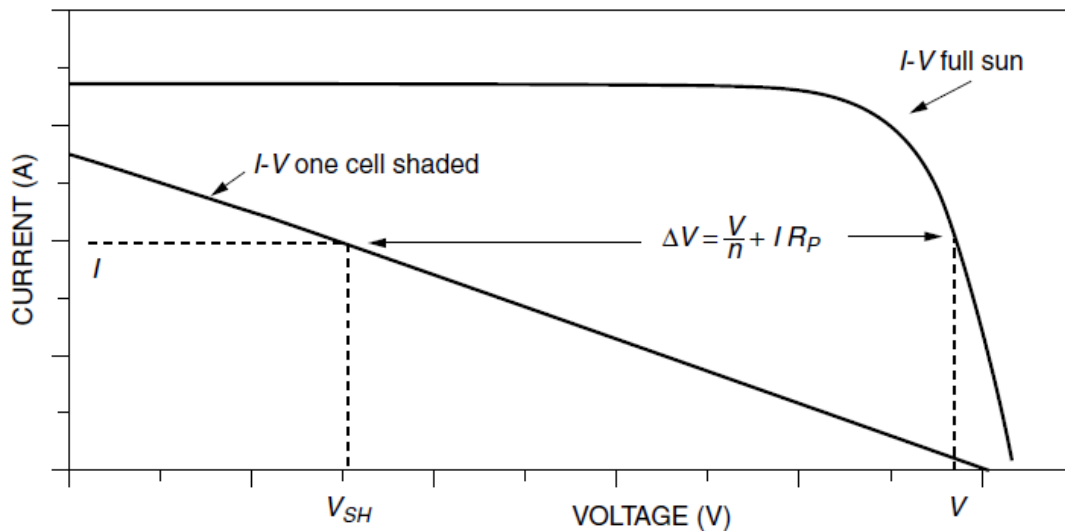


$$\Delta V = V - V_{SH} = V - \left(1 - \frac{1}{n}\right) V + I(R_P + R_S) = \frac{V}{n} + I(R_P + R_S)$$

Pošto je  $R_s \ll R_p$  može se zanemariti pad napona na rednom otporu, pa je:

$$\Delta V \cong \frac{V}{n} + I R_P$$

Na slici je prikazan uticaj zasenčenja jedne od  $n$  ćelija na I-V karakteristiku PV modula.



Na osnovu prethodne analize može se izvršiti proračun za konkretan PV modul:

a)

Promena napona na priključcima fotonaponskog modula nakon zasenčenja jedne solarne ćelije je:

$$\Delta V = \frac{V}{n} + I R_P = \frac{19.41}{36} + 2.14 \times 6.6 = 14.66 \text{ V}$$

Napon na priključcima modula je:

$$V_{SH} = V - \Delta V = 19.41 - 14.66 = 4.75 \text{ V}$$

Snaga na priključcima modula je:

$$P_{\text{module}} = VI = 4.75 \text{ V} \times 2.14 \text{ A} = 10.1 \text{ W}$$

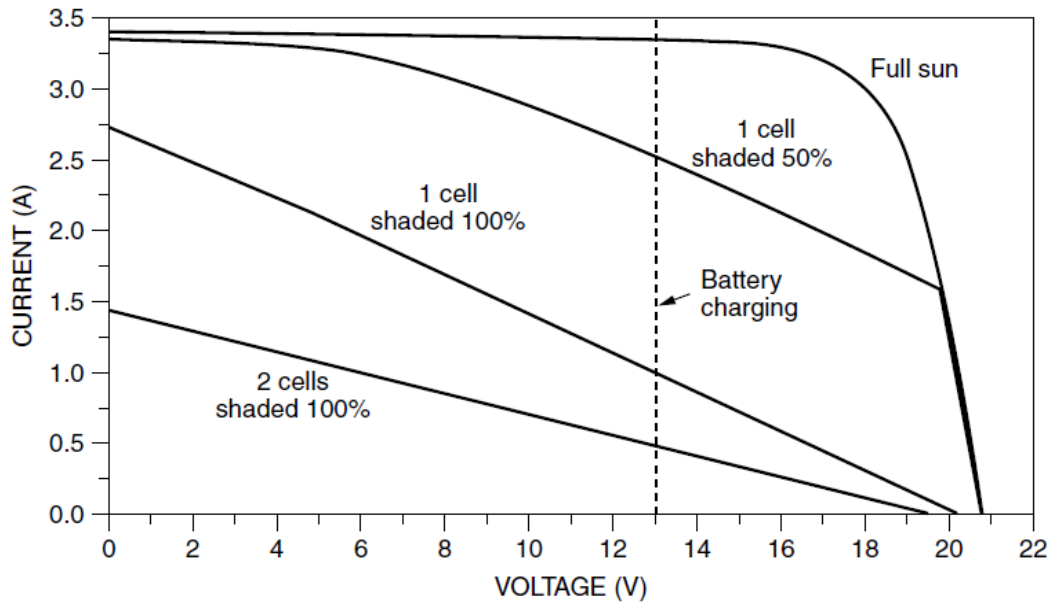
a) Napon na zasenčenoj ćeliji je:

$$V_c = I(R_P + R_S) = 2.14(6.6 + 0.005) = 14.14 \text{ V}$$

b) Disipacija snage na solarnoj ćeliji koja je zaklonjena je:

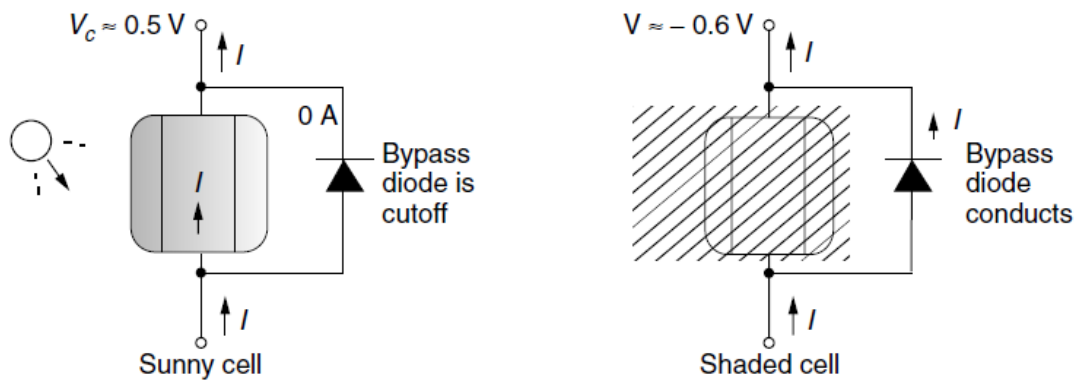
$$P = V_c I = 14.14 \text{ V} \times 2.14 \text{ A} = 30.2 \text{ W}$$

Prethodna analiza je izvedena pod pretpostavkom da se struja opterećenja PV modula nije promenila. Na narednoj slici prikazane su I-V karakteristike modula pri delimičnom (50 %) zasenčenju jedne ćelije modula i pri potpunom (100 %) zasenčenju jedne i dve ćelije. Na istoj slici prikazana je i karakteristika punjenja baterije akumulatora.



Ako se samo jedna ćelija zakloni struja punjenja akumulatora se može smanjiti nekoliko puta. Zaključak prethodne analize je da svako i malo zasenčenje modula uzrokuje drastičan pad efikasnosti modula. Uzrok takvog pada je inverzna polarizacija *p-n* spoja ćelije koja je zakočena. Osim toga, u uslovima zasenčenja na samoj ćeliji koja je zasenčena se generiše relativno velika snaga disipacije koja stvara tople tačke i degradirati samu ćeliju.

Iz ovih razloga neophodno je analizirati mogućnost prevazilaženja problema zasenčenja koje će se javlja u realnim uslovima eksploatacije. Jedan od efikasnih načina jeste postavljanje dioda za premošćavanje ukoliko se ćelija zasenči (*bypass diodes*). Na slici je prikazan princip funkcionisanja bypass dioda na primeru jedne od ćelija koja je izdvojena iz modula.

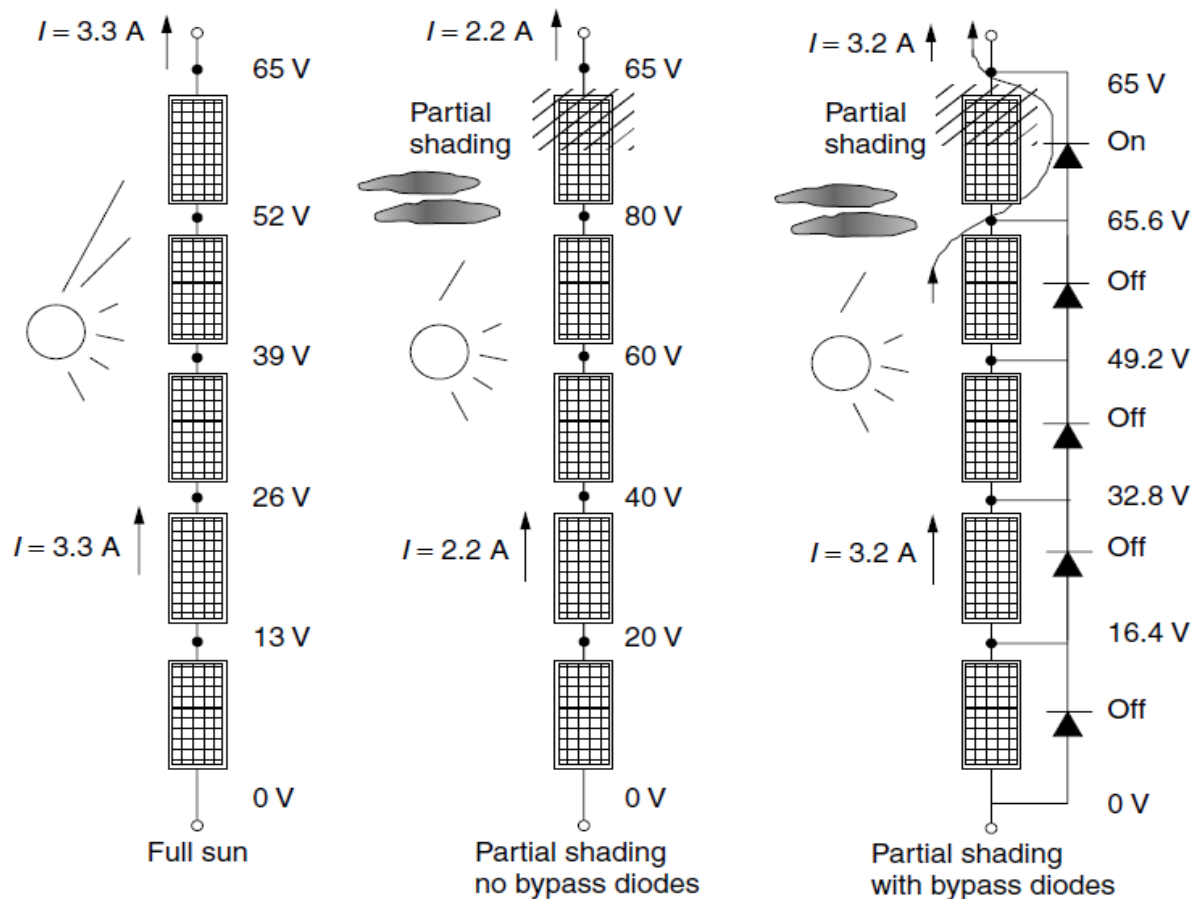


Paralelno svakoj od redno vezanih ćelija se postavlja dioda. Pošto je napon na solarnoj ćeliji u normalnim uslovima rada (npr. u tački maksimalne snage) oko 0,5 V, a prag provođenja direktno polarisane diode 0,6 V dioda će biti u normalnim uslovima direktno polarisana ali će napon biti ispod praga provođenja (slika levo) i dioda neće imati nikakvu ulogu.

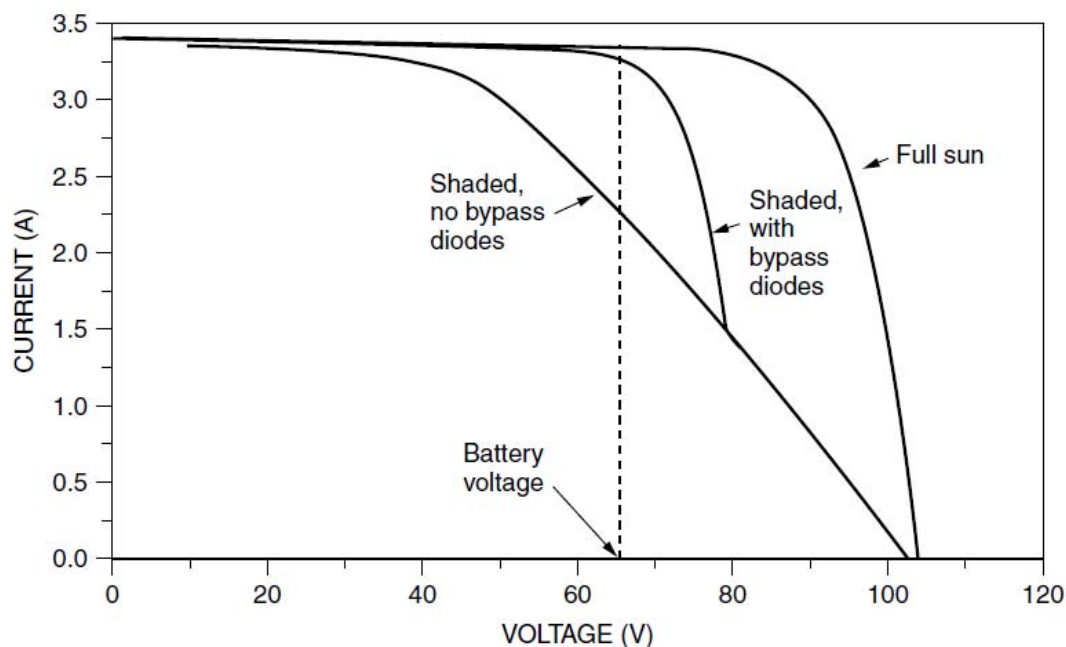
Kada se jedna od ćelija zasenči, kao što je pokazano u prethodnom primeru stvara se pad napon na otočnoj otpornosti i čim napon dostigne prag provođenja diode ona će predstavljati malu otpornosti i struja će proteći kroz bypass diodu (slika desno). Na ovaj način struja koju generišu ostale diode u rednoj vezi je na mestu zasenčene diode dobila novi efikasan kanal za njeno premošćenje.

Obično se bypass diode koriste kod formiranja panela, tako što se svaki modul u panelu premosti bypass diodom. Efekasnost ovakvog sistema je prikazana na slici na primeru panela sa pet modula. Panel ima ulogu punjača akumulatora napona 65 V. Pri iradijaciji od 1000 W/m<sup>2</sup> modul puni akumulator sa strujom od 3,3 A.

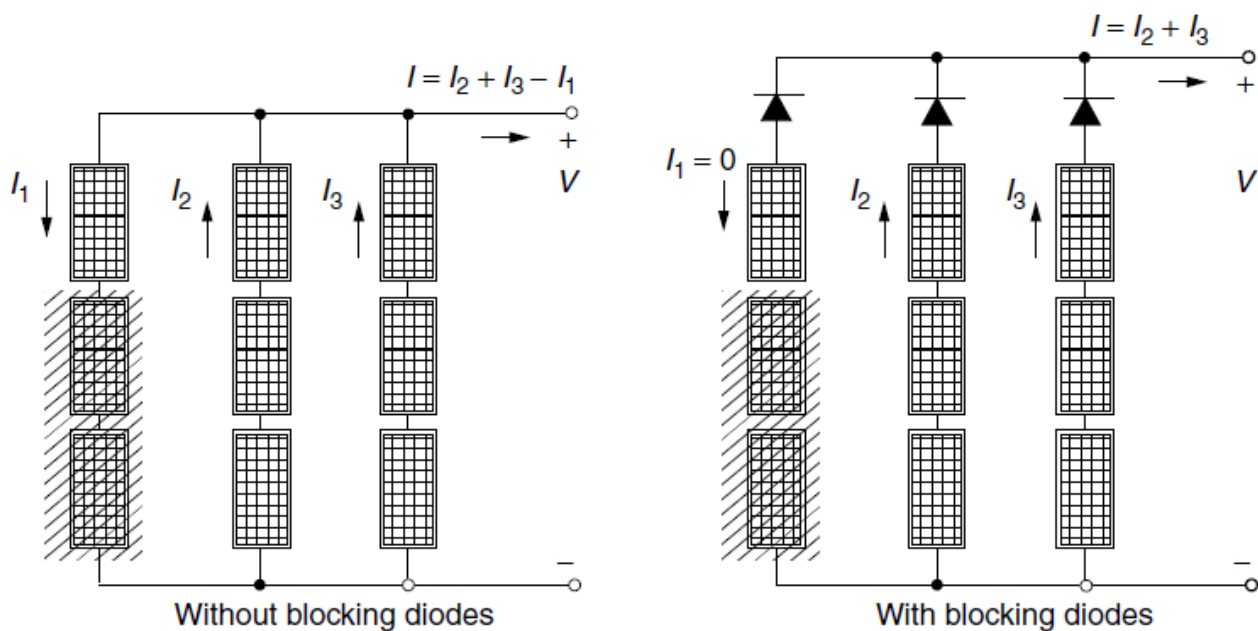
Ako se jedan od modula u panelu potpuno ili delimično zasenči, u slučaju da ne postoje bypass diode, struja punjenja će opasti na 2,2 A. Ako bi postojale bypass diode onda će se na modulu koji je zasenčen bypass dioda doći pod napon koji će obezbediti njenu nisku otpornost i na taj način će biti premošćen modul koji je zasenčen. Uloga bypass dioda je, pored premošćavanja modula koji je zasenčen, i u slučaju kvara na nekom od modula, koji automatski biva premošćen i u električnom smislu izolovan iz sistema.



Na narednoj slici ilustrovan je uticaj zasenčenja na I-V karakteristiku panela sa i bez bypass dioda.



Kao što je ranije rečeno PV paneli se formiraju od redno i paralelno vezanih modula. Kod paralelne veze koriste se blokirajuće diode. Njihova funkcionalna uloga je prikazana na narednoj slici.



U slučaju zasenčenja većeg dela panela (ili oštećenja nekoliko modula) kojeg čine redno vezani moduli struja koju generišu moduli ostalih rednih veza bi se delom zatvarale kroz zasenčeni deo panela a delom kroz opterećenje. Blokirajuće diode sprečavaju proticanje struje u kontra smeru kroz module i na taj način održavaju efikasnost panela i u uslovima delimičnog zasenčenja ili oštećenja.

**Primer 11.** Projektuje se PV panel koji treba postaviti na krov kuće u Negotinu. Krov je južno okrenut pod nagibnim uglom  $40^{\circ}$ . Dimenzije južne strane krova su (7x4,5) m. Kuća se nalazi na otvorenom prostoru i okružena je livadom.

Srednja dnevna horizontalna insolacija na mikrolokaciji je merena u toku meseca oktobra i iznosi  $2,85 \text{ kWh/m}^2$ . Srednja maksimalna dnevna temperatura vazduha za analizirani period iznosi  $20^{\circ}\text{C}$ .

Na krov je predviđeno postavljanje panela koji se sastoji od 15 PV modula Kyocera KC158G. Na raspolaganju je monofazni inverter Xantrex STXR 2500 W.

a) Proračunati očekivanu mesečnu električnu energiju koju će ovaj PV sistem predati distributivnom sistemu i odgovarajući faktor kapaciteta. Pri proračunu usvojiti dodatne gubitke i to: 3% zbog neuparenosti modula, 4% zbog zaprljanosti aktivne površine modula. Smanjenje snage na DC priključcima modula usled povećanja temperature solarne ćelije iznad standardne vrednosti je  $\Delta P = -0,5 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$ .

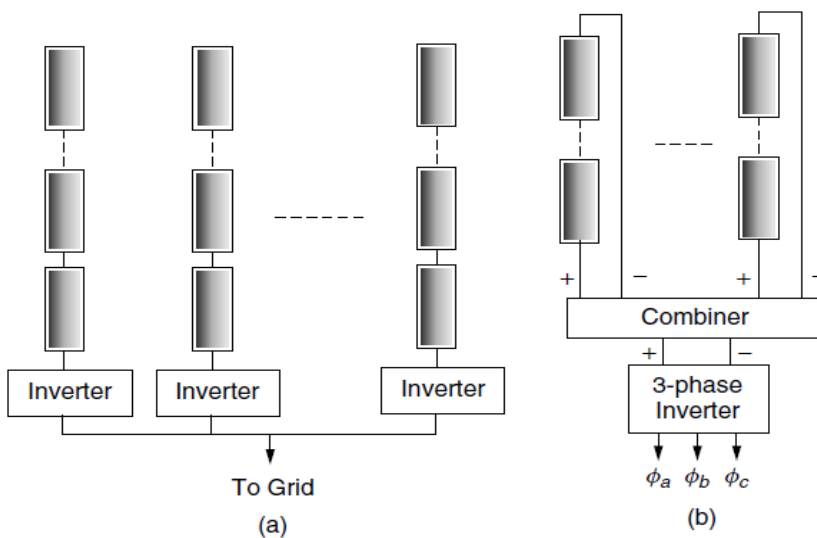
b) Predložiti konfiguraciju sistema i skicirati jednopolnu šemu sistema. Proračunati sve elemente električnog sistema.

### Rešenje:

Fotonaponski sistemi priključeni na elektroenergetski sistem postaju sve popularniji. Najčešća primena ovakvih sistema je integracija u krovove i fasade zgrada (*BIPV – Building Integrated Photovoltaic*) kao što je prikazano na slikama. U ovakvim aplikacijama fotonaponski moduli se postavljaju na pasivnim površinama tako da ne zauzimaju korisne površine, osim toga oni mogu u varijanti staklenih zidova imati i građevinsku ulogu što pozitivno utiče na cenu sistema. Ovakvi trendovi su podržani i od strane arhitekata tako da je sve popularnija tzv. solarna arhitektura.

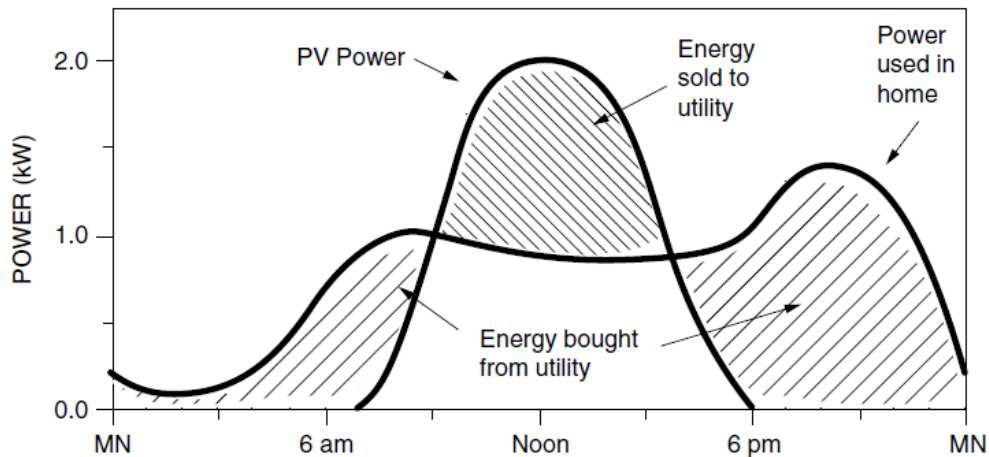


Povezivanje fotonaponskih modula na distributivnu mrežu se ostvaruje preko invertora. Postoji više načina povezivanja. Osnovna dva koncepta su prikazani na narednim slikama.



U varijanti pod a) svaki PV modul (ili panel) imaju svoj mali inverter. Ovakv način povezivanja je modularan jer dozvoljava jednostavno širenje sistema, jedan po jedan modul. Kod većih sistema koristi se centralizovani trofazni inverter, slika b).

U obe varijante PV sistemi su povezani na distributivnu mrežu preko glavne razvodne table i brojila. Kada objekat na čijoj instalaciji je priključen fotonaponski sistem troši manje energije od one koju proizvodi PV sistem višak se predaje mreži, u slučajevima kada objekat više troši od generisane snage razlika se nadoknađuje iz mreže. Na slici su prikazani karakteristični dijagrami potrošnje i generisanja za jedan objekat sa instaliranim mrežno povezanim PV sistemom.



Jednostavno i jeftino rešenje je da se u objektu koristi jedno dvosmerno brojilo koje bi merilo bilans razmene energije objekta sa javnom distributivnom mrežom. Međutim, u postojećim uslovima subvencioniranja proizvodnje električne energije iz fotonaponskih sistema, potrebno je posebno registrovati proizvodnju, a posebno potrošnju električne energije jer cene kWh preuzete i proizvedene električne energije nisu iste. Iz tog razloga potrebno je koristiti dva brojila.

Da bi se projektovale mrežno povezani PV sistemi moraju se dobro poznavati resursi solarne energije, karakteristike svih elemenata sistema i ambijentalni uslovi. Proračun resursa sunca se vrši na osnovu merenja i na osnovu proračuna insolacije na površini na kojoj se planira postavljanje panela. Osnovni proračuni su opisani u prethodnim primerima. Polazna tačka za određivanje performansi sistema za poznatu ulaznu snagu zračenja je DC izlazne snage samostalnih modula u standardnim uslovima (to je iradijacija 1-sunce, AM 1,5, temperatura ćelije 25 °C, moduli potpuno čisti).

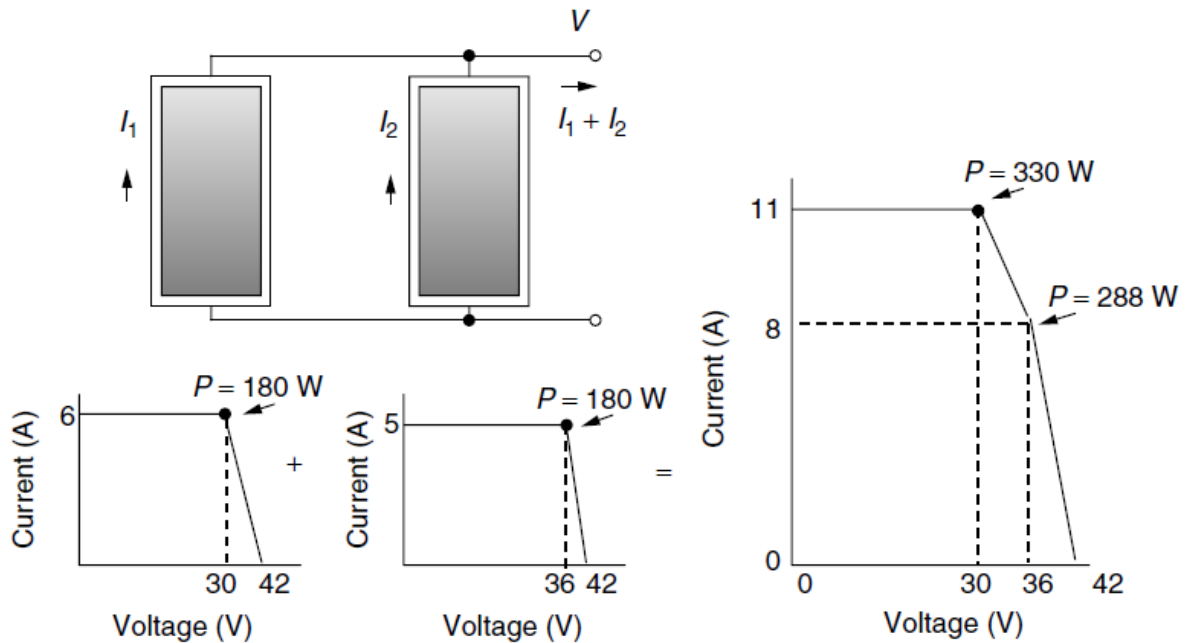
U ralnim eksploatacionim uslovima snaga koju PV sistem predaje mreži  $P_{ac}$  je manja od snage na priključcima modula pri standardnim uslovima  $P_{dc,STC}$  zbog gubitaka odnosno efikasnosti konverzije:

$$P_{ac} = P_{dc,STC} \cdot (\text{efikasnost konverzije}).$$

Gde je  $P_{dc,STC}$  snaga na priključcima modula koju garantuje proizvođač modula za standardne uslove. Na efikasnost konverzije bitno utiču: efikasnost invertora, zaprljanost modula, neuparenost modula i razlike u ambijentalnim uslovima u odnosu na standardne. Pri iradijaciji od 1 sunca rezultat ovih gubitaka može smanjiti izlaznu snagu za 20 – 40 % u odnosu na  $P_{dc,STC}$ .

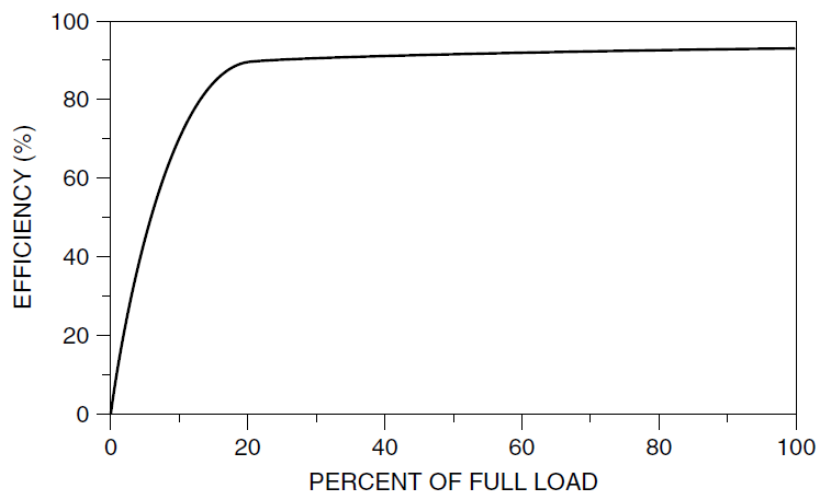
Da bi efikasnost sistema bila što bolja treba težiti da moduli koji formiraju panele budu što približnijih karakteristika. Naredna slika pokazuje kako neuparenost karakteristika modula utiče na efikasnost panela u slučaju dva neuparena 180 W modula koji su povezani paralelno. Njihove idealizovane I–V krive su prikazane na slici. Jedan modul ostvaraju 180 W pri 30 V a drugi pri

36 V. Kao što je prikazano na slici, I-V kriva panela, odnosno paralelne veze ova dva modula, pokazuje da je maksimum snage ovih kombinovanih modula samo 330 W, umesto 360 W što bi bio slučaj da su I-V krive identične. Iz tog razloga potrebno je pri kupovini modula zahtevati od proizvođača minimalnu toleranciju za karakteristike modula koji će biti povezani u panel.



Važniji faktor koji utiče na efikasnost PV sistema je temperatura fotonaponskih ćelija. Napolju elementi mogu biti dosta topliji od  $25^\circ\text{C}$  za koju se odnose fabrički podaci. Ovi uslovi se nazivaju PTC. Uticaj temperature na efikasnost modula je analizirana u primeru 11.

Na kraju, na efikasnost sistema bitno utiče efikasnost samog invertora koja varira u zavisnosti od opterećenja kao što je pokazano na narednoj slici. Treba birati invertore tako da njihova nazivna snaga odgovara nazivnoj snazi panela koji se priključuje na inverter.



Ko primene fotonaponskih modula u sistemima relativno velike snage teži se korišćenju modula sa što većim izlaznim naponom. U narednim tabelama dati su tehnički podaci za nekoliko tipova modula i invertora koji se koriste u mrežno povezanim sistemima.



*Osnovne karakteristike PV modula velike snage koji se koriste za mrežno povezane sisteme*

Module:	Sharp NE-K125U2	Kyocera KC158G	Shell SP150	Uni-Solar SSR256
Material:	Poly Crystal	Multicrystal	Monocrystal	Triple junction a-Si
Rated power $P_{dc,STC}$ :	125 W	158 W	150 W	256 W
Voltage at max power:	26.0 V	23.2 V	34 V	66.0 V
Current at max power:	4.80 A	6.82 A	4.40 A	3.9
Open-circuit voltage $V_{OC}$ :	32.3 V	28.9 V	43.4 V	95.2
Short-circuit current $I_{SC}$ :	5.46 A	7.58 A	4.8 A	4.8
Length:	1.190 m	1.290 m	1.619 m	11.124 m
Width:	0.792 m	0.990 m	0.814 m	0.420 m
Efficiency:	13.3%	12.4%	11.4%	5.5%

*Osnovne karakteristike nekoliko modela invertora koji se koriste za PV panele vezane na distributivnu mrežu*

Manufacturer:	Xantrex	Xantrex	Xantrex	Sunny Boy	Sunny Boy
Model:	STXR1500	STXR2500	PV 10	SB2000	SB2500
AC power:	1500 W	2500 W	10,000 W	2000 W	2500 W
AC voltage:	211–264 V	211–264 V	208 V, 3 $\Phi$	198–251 V	198–251 V
PV voltage range	44–85 V	44–85 V	330–600 V	125–500 V	250–550 V
MPPT:					
Max input voltage:	120 V	120 V	600 V	500 V	600 V
Max input current:	—	—	31.9 A	10 A	11 A
Maximum efficiency:	92%	94%	95%	96%	94%

Kada se govori o fotonaponskim sistemima oni se tradicionalno opisuju u smislu njihovih DC izlazne snage pod standardnim test uslovima. U analiziranom primeru sistem bi lako bio '1kW sistem'. Ali u realnosti bi stvarao samo 72 % pa bi realnije bilo da se naziva 0,72 kW (ac) sistem.

Kada su poznati podaci za dnevne, mesečne ili godišnje prosečne iradijacije ( kWh/m<sup>2</sup> ), na mestu analiziranog PV sistema, tada se može relativno jednostavno proceniti proizvodnja električne energije. Ako je proračunata dnevna insolacija za neku lokaciju npr. 5,6 kWh/m<sup>2</sup> dan, u pogledu proizvodnje električne energije PV sistema instaliranog na toj lokaciji može se posmatrati kao da 5,6 h/dan imamo iradijaciju od 1-sunca, ili 5,6 h "zenita sunca". Možemo proračunati AC energiju koja je ostvarena od PV sistema pri standardnoj iradaijaciji od 1-sunce ( $P_{ac}$ ) tako što pomnožimo izračunatu iradijaciju sa brojem sati zenitnog sunca da bismo dobili ukupnu očekivanu energiju proizvodnje. Prethodni pristup je ilustrovan sledećom relacijom

$$W(\text{kWh/dan}) = I(\text{kWh/m}^2/\text{dan}) \times A (\text{m}^2) \times \eta_{av}$$

Gde su:

- $W$  - energija koju sistem proizvede u toku jednog dana,
- $I$  - prosečna dnevna insolacija



$A$  - površina PV panela  
 $\eta_{av}$  - prosečna efikasnost sistema u toku dana.

Pri iradijaciji od 1-sunca, AC snaga PV sistema je:

$$P_{ac}(\text{kW}) = (1 \text{ kW/m}^2) \times A (\text{m}^2) \times \eta_{1-\text{sunce}}$$

Gde je  $\eta_{1-\text{sunce}}$  efikasnost sistema pri iradijaciji od 1-sunca. Kombinujući prethodne dve jednačine dobijamo:

$$W(\text{kWh/dan}) = P_{ac}(\text{kW}) \times \left[ \frac{I(\text{kWh/m}^2/\text{dan})}{1 \text{ kW/m}^2} \right] * \left( \frac{\eta_{av}}{\eta_{1-\text{sunce}}} \right)$$

Ako pretpostavimo da je prosečna efikasnost sistema po danu jednaka efikasnosti kada je izložena 1-sunce tada je električna energija koja se predaje distributivnom sistemu:

$$W(\text{kWh/dan}) = P_{ac}(\text{kW}) \times h (\text{broj sati "zenita sunca"})$$

Glavna pretpostavka u prethodnoj jednačini je da efikasnost sistema ostaje konstantna tokom dana. Ova pretpostavka je realna ako PV sistem ima uređaj za optimizaciju radne tačke, odnosno MPPT – *Maximal Power Point Tracking*, koji pri svim uslovima obezbeđuje da sistem radi u tački maksimalne snage. Pošto je snaga u tački maksimalne snage direktno proporcionalna iradijaciji, efikasnost sistema bi trebalo da bude konstantna. Uticaj promene temperature i vazdušne mase takođe imaju udela na efikasnost konverzije ali su greške usled njihove dnevne varijacije relativno male. Efikasnost bi bila za nijansu iznad proseka ujutru, kada je hladnije i kada je manja iradijacija ali se ovi uticaji usrednjavanjem u dobroj meri kompenzuju. S obzirom da se maksimalna insolacija po pravilu javlja u periodima dana kada je i temperatura maksimalna u analizama mesečne proizvodnje električne energije nekog PV sistema trebalo bi koristiti srednju vrednost maksimalnih dnevnih temperatura.

Uobičajen i jednostavan način za prikazivanje efikasnosti proizvodnje energije bilo kog sistema za proizvodnju električne energije je prikazivanjem njegove ac energije i faktora kapaciteta. Faktor kapaciteta se obično definiše na godišnjem nivou, ali se može definisati i za dnevni, nedeljni i mesečni horizont. Sledeća jednačina daje vezu između godišnje proizvedene električne energije i faktora kapaciteta ( $CF$  – *Capacity Factor*):

$$W (\text{kWh/god}) = P_{ac}(\text{kW}) \times CF \times 8760(\text{h/god})$$

Kombinovanjem prethodnih jednačina može se jednostavno definisati faktora kapaciteta za mrežno povezane PV sisteme:

$$CF = \left( \frac{h/\text{dan} \text{ „zenita sunca“}}{24\text{h/danu}} \right)$$

Za analizu očekivane proizvodnje električne energije nekog fotonaponskog sistema potrebno je na početku izvršiti analizu i proračun srednje dnevne insolacije na površinu modula. U konkretnom primeru proračun insolacije je izvršen na osnovu merenja horizontalne insolacije. Potrebno je ova merenja ekstrapolirati na površinu na koju se žele postaviti moduli, to je u ovom slučaju kosi krov koji je južno okrenut pod nagibom  $40^\circ$ . U zadatku 8 izvršen je proračun ukupne

iradijacije (direktna + difuzna + reflektovana) i proračunom je utvrđeno da na je srednja dnevna ukupna insolacija na površini krova za mesec oktobar 2008:

$$I_C = I_{BC} + I_{DC} + I_{RC} = 3,276 + 0,92 + 0,07 = 4,266 \text{ kWh/m}^2 \text{ dan.}$$

Naredni korak je proračun efikasnosti sistema za konkretne ambijentalne uslove i konkretnu opremu.

Na osnovu podataka za odabrani tip PV modula može se proračunati standardna nazivna snaga panela:

$$P_{DC(STC)} = N \cdot P_{DC(STC)1} = 15 \cdot 158 = 2370 \text{ W}$$

Nazivna snaga panela pri standardnim uslovima je snaga na DC priključcima pri standardnim uslovima (STC) i pod pretpostavkom da su svi moduli identičnih karakteristika i potpuno čisti.

Za uticaj temperature na efikasnost fotonaponske konverzije potrebno je proračunati srednju maksimalnu dnevnu temperaturu modula:

$$T_{\text{cell}} = T_{\text{amb}} + \left( \frac{\text{NOCT} - 20}{0.8} \right) \cdot S = 20 + \left( \frac{47 - 20}{0.8} \right) \cdot 1 = 53.8^\circ\text{C}$$

S obzirom da je pad efikasnosti fotonaponskih ćelija usled povećanja temperature solarne ćelije iznad standardne vrednosti ( $25^\circ\text{C}$ )  $\Delta P = -0,5\% / ^\circ\text{C}$ , onda je snaga na DC priključcima sistema

$$P_{dc(PTC)} = 2,37 \text{ kW} [1 - 0,005(53,8 - 25)] = 2,029 \text{ kW}$$

Da bi se dobila nazivna snaga sistema na naizmeničnoj strani pri realnim uslovima potrebno je uključiti dodatne gubitke usled neuparenosti karakteristika modula i zaprljanosti aktivne površine, kao i gubitke energije u invertoru:

$$P_{ac(PTC)} = 2,029 \cdot 0,97 \cdot 0,96 \cdot 0,9 = 1,7 \text{ kW}$$

Prethodna analiza pokazuje da će analizirani PV sistem u uslovima insolacije od  $1\ 000 \text{ W/m}^2$  umesto deklarisanе proizvođačke snage od 2,37 kW raditi u realnim uslovima sa 1,7 kW, što je oko 30 % manje. Sada se može proračunati ukupna očekivana energija koju će ovaj fotonaponski sistem proizvesti u prosečnom danu u toku oktobra:

$$W_d(\text{kWh/dan}) = P_{ac}(\text{kW}) \cdot \left[ \frac{I(\text{kWh/m}^2/\text{dan})}{1\text{kW/m}^2} \right] \cdot \left( \frac{\eta_{av}}{\eta_{1-\text{sunce}}} \right)$$

Pod pretpostavkom da PV instalacija ima MPPT sistem može se pretpostaviti da je efikasnost modula nezavisna od insolacije pa je:

$$W_d(\text{kWh/dan}) = P_{ac}(\text{kW}) \cdot h \text{ (broj sati "zenita sunca")} = 1,7 \cdot 4,266 = 7,2522 \text{ kWh.}$$

Ukupna očekivana proizvodnja električne energije projektovanog modula u toku oktobra je:

$$W=31 \cdot W_d \approx 225 \text{ kWh.}$$

Faktor kapaciteta analiziranog PV sistema je:

$$CF = \left( \frac{h/\text{dan „zenita sunca“}}{24h/\text{danu}} \right) = \frac{4,266}{24} = 0,178$$

b)

Ključni elementi za konfigurisanje sistema su uklapanje modula u raspoloživi prostor i analiza izlaznih karakteristika modula u realnim uslovima eksploatacije i prilagođavanje karakteristikama invertora.

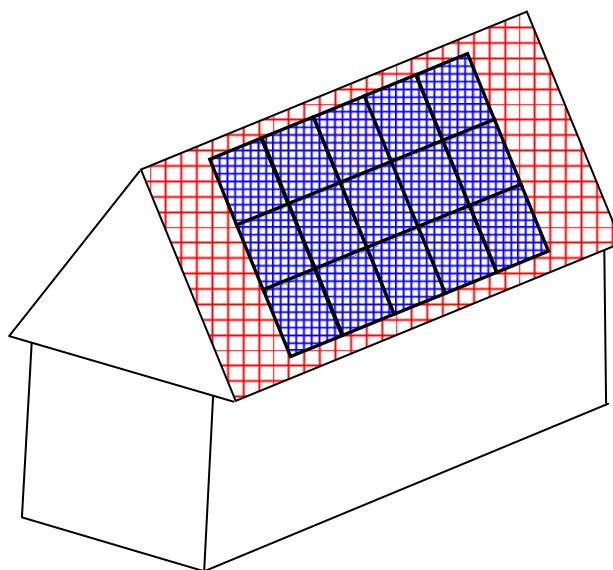
Potrebno je analizirati unutrašnje redno-paralelne veze modula. Ako se koriste dva modula u paraleli onda bi izlazni napon u tački maksimalne snage bio  $2 \times 23,2 = 46,4$  V. Ovaj napon se uklapa u opseg DC napona 44 – 85 V, koji zahteva raspoloživi invertor, ali je vrlo blizu donje granice. Kada se moduli zagreju iznad standardne temperature napon će opasti tako da je realno da će padati i ispod 44 V, što nije dobro sa aspekta invertora. Iz tog razloga bolja opcija je da se u jednoj grani veže tri modula u red, tako da bi napon pri standardnim uslovima bio  $3 \times 23,2 = 69,6$  V što omogućava dobre uslove za rad MPPT sistema i samog invertora. Tako da je za konkretni projekat predviđena izgradnja panela sa 5 paralelno vezanih grana sa po tri redno vezana modula u svakoj grani.

Važno je proračunati i maksimalni napon koji se može pojaviti na priključcima solarnog panela. Maksimalni napon se javlja kada je kolo rasterećeno i kada je temperatura niska. Ako pretpostavimo da je najniža temperatura u toku dana na analiziranoj lokaciji  $-20^{\circ}\text{C}$  i pretpostavimo da je temperatura solarnih ćelija ista kao i ambijentalan, onda je maksimalni napon otvorenog kola na priključcima modula:

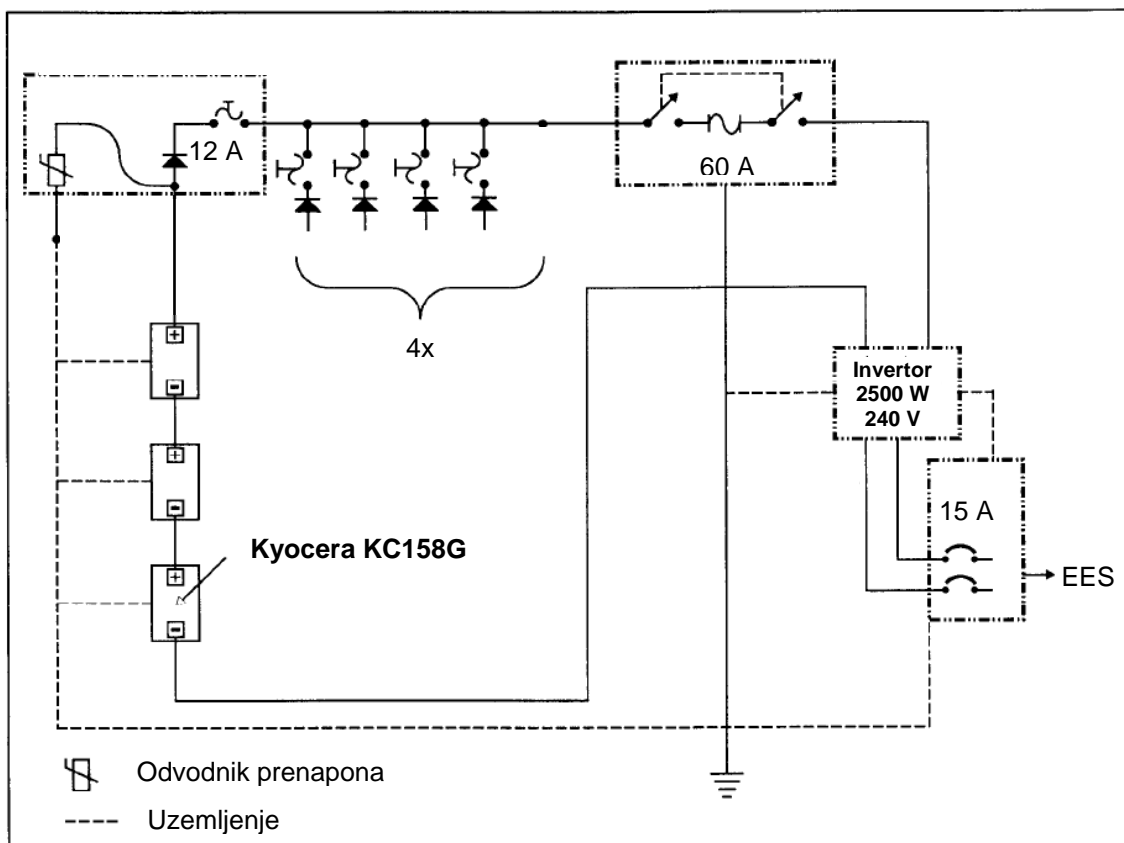
$$V_{OC,max} = V_{OC(STC)} [1 + 0,0038(25 + 20)] = 86,7 \cdot 1,171 = 101,5 \text{ V}$$

Upoređujući proračunati maksimalni napon sa maksimalnim tolerisanim naponom na priključcima invertora (120 V) može se zaključiti da odabrani PV panel zadovoljava i u pogledu maksimalnog napona.

Dimenzije ovako formiranog panela su  $(5 \times 1)\text{m} \times (3 \times 1,29)\text{m} = (5 \times 3,9)\text{m}$  što se uklapa u dimenzije krova. Skica projektovanog sistema je prikazana na slici.



Na narednoj slici je prikazana jednopolna šema veza PV sistema na javnu distributivnu mrežu (EES).



Za izbor opreme uglavnom se primenjuju Američke preporuke NEC (*National Electrical Code*). Prema ovim preporukama potrebno je opremu birati tako da je podnosivi napon 1,25 puta veći od napona otvorenog kola pri STC. Ovaj koeficijent uvažava mogućnost povećanja napona iznad vrednosti pri STC pri niskim ambijentalnim temperaturama. Maksimalna strujna opterećenja

svih elemenata treba da budu 1,25 puta veća od struje kratkog spoja pri STC. Ovaj koeficijent se sugerije kako bi se uvažilo povećanje struje kratkog spoja zbog iradijacije veće od  $1000 \text{ W/m}^2$  i zbog povećanja struje kratkog spoja pri temperaturama modula nižim od  $25^\circ\text{C}$ . Pored ovog faktora koji uvažava fizičke mogućnosti povećanja struje kratkog spoja sugerije se još dodatno povećanje nazivne struje elemenata od 1,25 kao sigurnosnu rezervu. Dakle, potrebno je da svi elementi u pogledu strujne opteretljivosti budu dimenzionisani na  $2 \times 1,25 = 1,56$  puta u odnosu na struju kratkog spoja pri STC.

Imajući u vidu preporuke NEC-a za odabrani PV sistem može se dimenzionisati rasklopna oprema prikazani na šemi:

Prekidač u sabirničkoj kutiji:

$$> 7.58 \text{ A} \times 1.25 \times 1.25 = 11.8 \text{ A}$$

Glavni DC prekidač:

$$> 11.8 \text{ A} \times 5 = 59.2 \text{ A}$$

Prekidač invertora:

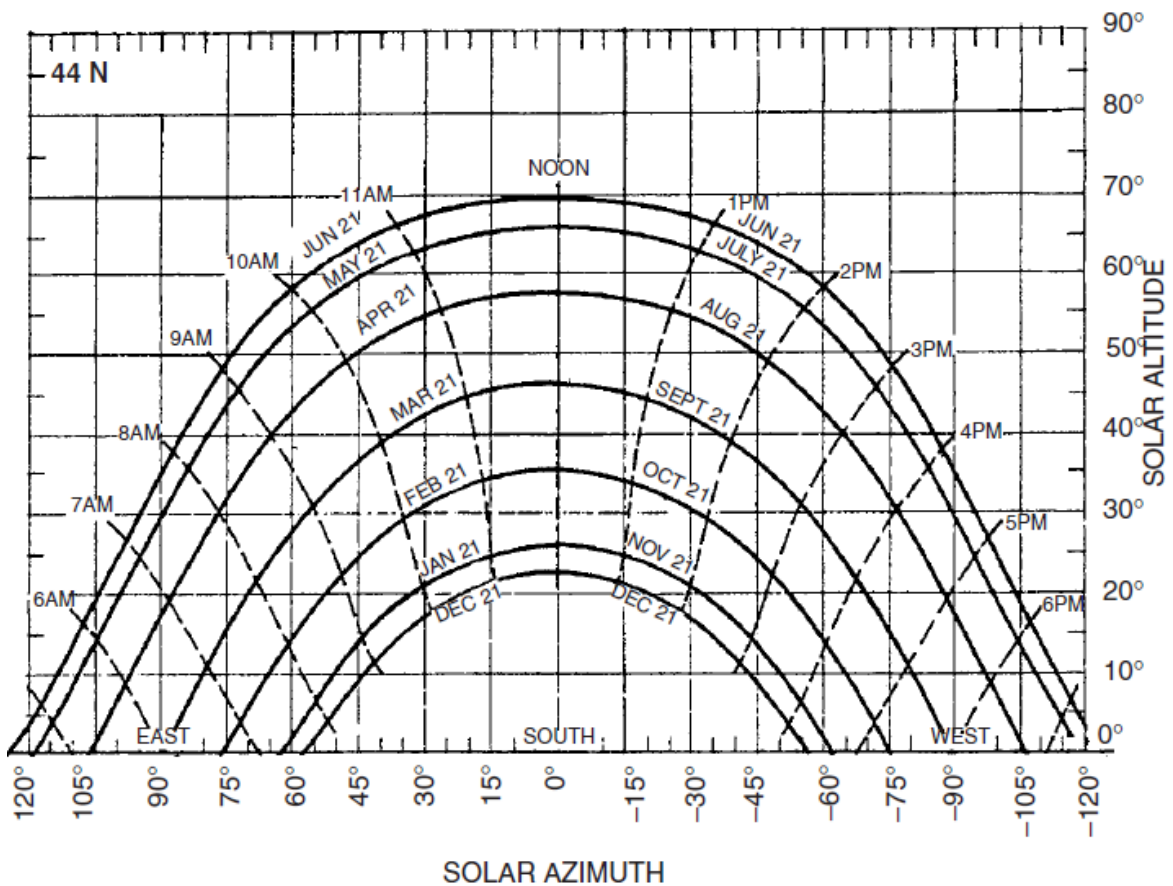
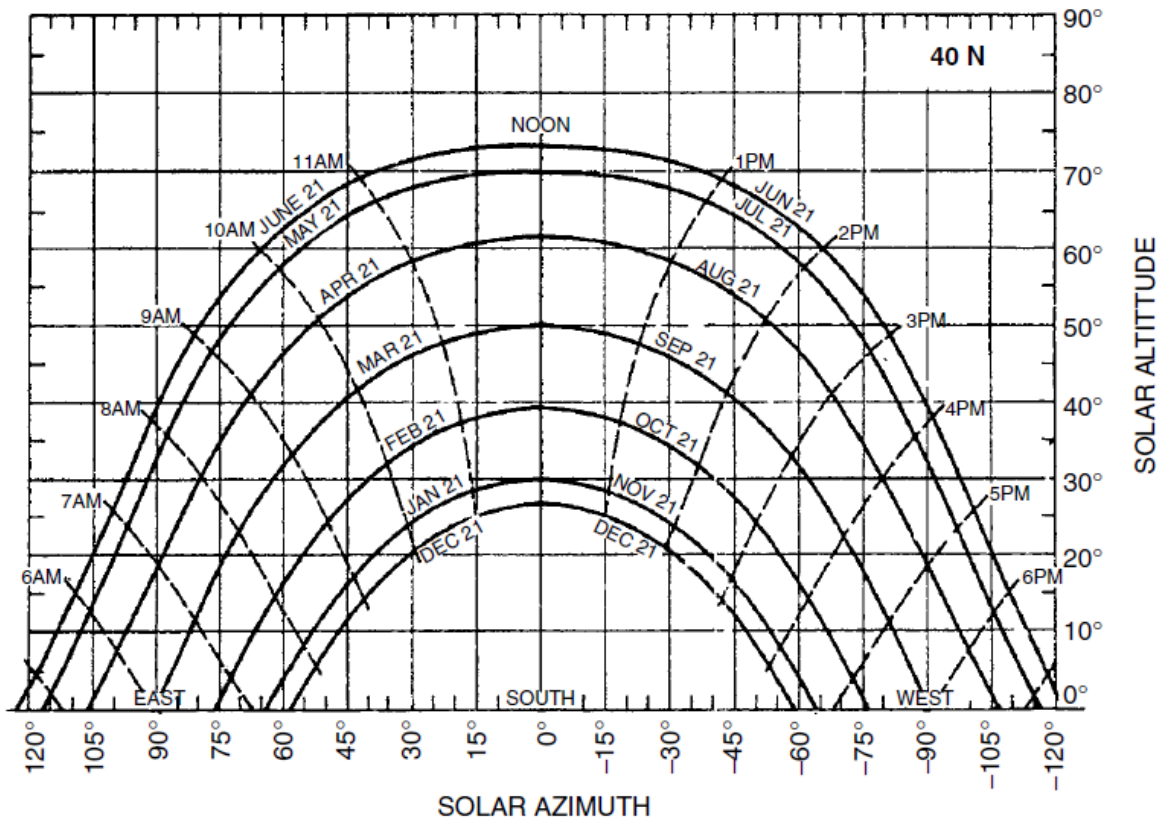
$$> 1.25 \times \frac{2500 \text{ W}}{240 \text{ V}} = 13 \text{ A}$$

Pri proračunu preseka kablova u jednosmernom kolu treba uzeti u obzir da su temperaturni uslovi rada obično lošiji nego deklarirani uslovi pa je potrebno kablove dimenzionisati prema realno očekivanim uslovima hlađenja.

## LITERATURA

1. Gilbert Master, Renewable and Efficient Electric Power Systems, Stanford University, John Wiley & Sons, New Jersey, 2004.
2. Photovoltaic Power Systems and The National Electrical Code: Suggested Practices, The Photovoltaic Systems Assistance Center, Sandia National Laboratories, USA, 1996.
3. Landolt-Börnstein, Energy Technologies, Subvolume C: Renewable Energy, Editor: K. Heinloth, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Germany, 2006.
4. Ž. Đurišić, N. Rajaković, *Perspektivne tehnologije distribuirane proizvodnje električne energije*, Zbornik radova Međunarodne konferencija Energetika, Zlatibor, 18 - 22, Jun 2005.

# PRILOG I



**PRIOLOG II**

Clear-Sky Insolation: Beam + Diffuse									Latitude 45°N										
Solar	Tracking		Tilt Angles Latitude 45°						Solar	Tracking		Tilt Angles Latitude 45°							
Time	1-Axis	2-Axis	0	20	30	40	50	60	90	Time	1-Axis	2-Axis	0	20	30	40	50	60	90
JANUARY 21 (W/m <sup>2</sup> )									DECEMBER 21 (W/m <sup>2</sup> )										
7, 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7, 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8, 4	248	261	37	85	106	124	138	148	153	8, 4	45	48	5	14	18	22	25	27	30
9, 3	651	686	187	338	401	451	489	512	491	9, 3	536	576	131	265	322	369	406	431	429
10, 2	795	837	313	521	604	670	715	740	683	10, 2	720	774	252	453	536	603	652	682	651
11, 1	854	900	393	633	727	799	848	872	790	11, 1	792	852	330	566	661	737	791	822	768
12	871	918	420	670	768	843	893	916	825	12	812	874	357	604	703	782	837	868	806
kWh/day	5.97	6.29	2.28	3.82	4.44	4.93	5.27	5.46	5.06	kWh/day	5.00	5.37	1.79	3.20	3.78	4.24	4.58	4.79	4.56
FEBRUARY 21 (W/m <sup>2</sup> )									NOVEMBER 21 (W/m <sup>2</sup> )										
7, 5	36	36	4	7	9	10	11	12	12	7, 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8, 4	610	618	163	253	288	315	333	341	308	8, 4	201	212	31	70	87	101	113	121	125
9, 3	818	829	332	484	540	581	605	611	524	9, 3	610	642	179	320	378	425	460	482	462
10, 2	907	919	464	659	729	778	804	807	676	10, 2	762	802	303	502	581	643	687	710	656
11, 1	948	960	547	768	847	901	928	928	768	11, 1	825	869	383	613	703	773	820	843	764
12	959	973	575	805	887	942	970	969	800	12	843	888	410	650	744	816	864	887	799
kWh/day	7.60	7.70	3.59	5.15	5.71	6.11	6.33	6.37	5.38	kWh/day	5.64	5.94	2.20	3.66	4.24	4.70	5.02	5.20	4.81
MARCH 21 (W/m <sup>2</sup> )									OCTOBER 21 (W/m <sup>2</sup> )										
7, 5	496	496	123	147	153	156	154	148	108	7, 5	11	11	1	2	3	3	3	4	4
8, 4	779	779	318	391	411	421	418	403	295	8, 4	539	545	150	229	260	283	299	306	276
9, 3	899	899	489	608	642	657	654	632	462	9, 3	763	773	316	457	509	547	569	574	494
10, 2	960	959	620	775	820	841	838	810	593	10, 2	861	872	445	629	695	742	766	769	646
11, 1	989	989	703	881	932	957	953	922	675	11, 1	906	918	527	737	811	862	888	888	737
12	998	998	731	917	971	996	993	960	703	12	920	932	555	773	850	903	929	929	768
kWh/day	9.24	9.24	5.24	6.52	6.89	7.06	7.03	6.79	4.97	kWh/day	7.08	7.17	3.43	4.88	5.41	5.78	5.98	6.01	5.08
APRIL 21 (W/m <sup>2</sup> )									SEPTEMBER 21 (W/m <sup>2</sup> )										
6, 6	327	337	78	59	47	34	27	24	16	6, 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7, 5	672	692	274	268	254	234	207	175	57	7, 5	437	437	118	139	144	145	143	136	98
8, 4	822	845	464	493	487	468	436	391	201	8, 4	726	726	310	376	394	401	397	382	277
9, 3	901	925	627	693	697	682	646	593	341	9, 3	854	854	478	588	618	631	627	604	439
10, 2	946	971	752	849	862	849	812	752	454	10, 2	919	919	607	751	792	810	805	777	566
11, 1	969	994	831	948	966	956	918	854	526	11, 1	952	952	688	854	901	923	918	886	646
12	977	1001	858	981	1001	992	954	889	551	12	962	962	716	889	939	961	956	923	673
kWh/day	10.25	10.53	6.91	7.60	7.63	7.44	7.05	6.47	3.74	kWh/day	8.74	8.74	5.12	6.30	6.64	6.78	6.73	6.49	4.73
MAY 21 (W/m <sup>2</sup> )									AUGUST 21 (W/m <sup>2</sup> )										
6, 6	489	529	179	129	99	67	49	45	30	6, 6	287	296	74	57	47	35	28	26	17
7, 5	690	747	369	332	300	261	214	163	42	7, 5	627	647	268	261	247	227	202	171	58
8, 4	796	859	546	540	514	474	421	357	117	8, 4	782	807	454	480	474	454	423	379	195
9, 3	859	925	699	725	707	669	612	539	240	9, 3	866	892	614	676	678	662	627	574	330
10, 2	898	964	816	868	857	822	764	683	340	10, 2	915	941	737	828	838	825	788	729	439
11, 1	919	985	889	959	953	920	860	776	405	11, 1	941	966	814	924	940	929	891	828	510
12	927	992	914	990	986	953	893	808	428	12	949	974	840	957	974	964	927	862	534
kWh/day	10.23	11.01	7.91	8.10	7.85	7.38	6.73	5.93	2.78	kWh/day	9.78	10.07	6.76	7.41	7.42	7.23	6.85	6.28	3.63
JUNE 21 (W/m <sup>2</sup> )									JULY 21 (W/m <sup>2</sup> )										
6, 6	508	565	216	155	118	79	57	52	35	6, 6	467	507	179	130	101	70	52	47	31
7, 5	677	751	399	351	313	266	213	155	46	7, 5	668	725	366	329	298	258	213	162	44
8, 4	772	854	570	550	517	470	410	339	84	8, 4	776	840	541	533	507	468	415	351	115
9, 3	830	916	717	727	701	656	592	512	200	9, 3	840	907	691	715	696	658	602	529	235
10, 2	868	954	830	864	845	802	736	649	295	10, 2	880	948	807	856	844	809	750	671	333
11, 1	889	975	900	952	937	895	828	737	356	11, 1	903	970	879	945	938	904	845	761	396
12	896	981	924	981	968	927	859	768	377	12	910	977	904	976	970	937	877	793	418
kWh/day	9.98	11.01	8.19	8.18	7.83	7.26	6.53	5.66	2.41	kWh/day	9.98	10.77	7.83	7.99	7.74	7.27	6.63	5.84	2.73



**PRILOG III**

Daily Clear-Sky Insolation (kWh/m <sup>2</sup> )										Latitude 40°N											
Azimuth:		South						SE, SW						East, West						Tracking	
Tilt:	0	20	30	40	50	60	90	20	30	40	50	60	90	20	30	40	50	60	90	1-Axis	2-Axis
Jan	2.97	4.61	5.24	5.71	6.02	6.15	5.47	4.08	4.47	4.72	4.86	4.85	4.00	2.87	2.79	2.67	2.55	2.37	1.69	6.81	7.17
Feb	4.25	5.77	6.29	6.62	6.77	6.71	5.41	5.26	5.56	5.69	5.69	5.53	4.21	4.08	3.91	3.74	3.51	3.26	2.23	8.24	8.35
Mar	5.76	6.91	7.19	7.27	7.13	6.79	4.67	6.49	6.62	6.57	6.36	6.01	4.14	5.51	5.28	4.98	4.64	4.27	2.84	9.54	9.54
Apr	7.22	7.73	7.66	7.36	6.88	6.21	3.25	7.51	7.38	7.10	6.65	6.07	3.74	6.89	6.55	6.16	5.70	5.16	3.34	10.29	10.56
May	8.06	8.05	7.70	7.13	6.43	5.54	2.26	7.96	7.62	7.17	6.55	5.82	3.24	7.66	7.25	6.76	6.18	5.55	3.47	10.21	10.98
Jun	8.27	8.06	7.62	6.96	6.18	5.23	1.90	8.02	7.61	7.09	6.41	5.64	2.99	7.85	7.41	6.87	6.26	5.61	3.45	9.94	10.96
July	7.97	7.94	7.59	7.03	6.33	5.45	2.23	7.85	7.52	7.06	6.45	5.73	3.18	7.57	7.17	6.67	6.10	5.47	3.41	9.95	10.74
Aug	7.06	7.54	7.46	7.17	6.70	6.04	3.17	7.32	7.19	6.90	6.46	5.89	3.61	6.73	6.40	6.01	5.54	5.01	3.22	9.83	10.12
Sept	5.63	6.69	6.95	7.00	6.86	6.52	4.46	6.30	6.41	6.34	6.13	5.77	3.95	5.39	5.15	4.85	4.51	4.13	2.73	9.05	9.05
Oct	4.07	5.50	5.98	6.30	6.43	6.38	5.15	5.02	5.29	5.41	5.40	5.25	3.98	3.90	3.73	3.56	3.33	3.08	2.09	7.70	7.80
Nov	2.89	4.45	5.05	5.50	5.80	5.92	5.26	3.95	4.31	4.56	4.68	4.67	3.85	2.79	2.71	2.58	2.47	2.29	1.62	6.51	6.86
Dec	2.48	4.06	4.69	5.18	5.51	5.69	5.21	3.56	3.95	4.23	4.40	4.43	3.78	2.39	2.34	2.24	2.15	2.00	1.44	6.05	6.51
kWh/m <sup>2</sup> -yr	2029	2352	2415	2410	2342	2208	1471	2231	2249	2216	2130	1997	1357	1938	1848	1738	1612	1467	960	3167	3305

Daily Clear-Sky Insolation (kWh/m <sup>2</sup> )										Latitude 45°N											
Azimuth:		South						SE, SW						East, West						Tracking	
Tilt:	0	20	30	40	50	60	90	20	30	40	50	60	90	20	30	40	50	60	90	1-Axis	2-Axis
Jan	2.28	3.82	4.44	4.93	5.27	5.46	5.06	3.33	3.73	4.02	4.19	4.25	3.67	2.21	2.17	2.11	2.03	1.90	1.41	5.97	6.29
Feb	3.59	5.15	5.71	6.11	6.33	6.37	5.38	4.64	4.97	5.16	5.23	5.15	4.08	3.46	3.34	3.20	3.04	2.83	1.99	7.60	7.70
Mar	5.24	6.52	6.89	7.06	7.03	6.79	4.97	6.07	6.27	6.29	6.17	5.90	4.26	5.02	4.83	4.60	4.30	4.00	2.74	9.24	9.24
Apr	6.91	7.60	7.63	7.44	7.05	6.47	3.74	7.33	7.28	7.08	6.71	6.21	3.98	6.60	6.30	5.95	5.54	5.05	3.35	10.25	10.53
May	7.91	8.10	7.85	7.38	6.73	5.93	2.78	7.94	7.68	7.29	6.73	6.07	3.53	7.52	7.12	6.65	6.11	5.51	3.51	10.23	11.01
Jun	8.19	8.18	7.83	7.26	6.53	5.66	2.41	8.06	7.73	7.26	6.63	5.92	3.29	7.76	7.33	6.81	6.22	5.59	3.48	9.98	11.01
July	7.83	7.99	7.74	7.27	6.63	5.84	2.73	7.84	7.58	7.19	6.63	5.97	3.46	7.44	7.05	6.57	6.04	5.43	3.45	9.98	10.77
Aug	6.76	7.41	7.42	7.23	6.85	6.28	3.63	7.15	7.09	6.88	6.50	6.01	3.84	6.46	6.15	5.80	5.39	4.91	3.23	9.78	10.07
Sept	5.12	6.30	6.64	6.78	6.73	6.49	4.73	5.88	6.06	6.06	5.93	5.66	4.05	4.90	4.71	4.47	4.17	3.87	2.63	8.74	8.74
Oct	3.43	4.88	5.41	5.78	5.98	6.01	5.08	4.40	4.71	4.88	4.94	4.86	3.85	3.30	3.18	3.04	2.88	2.67	1.87	7.08	7.17
Nov	2.20	3.66	4.24	4.70	5.02	5.20	4.81	3.20	3.57	3.84	4.00	4.05	3.49	2.13	2.09	2.02	1.94	1.82	1.33	5.64	5.94
Dec	1.79	3.20	3.78	4.24	4.58	4.79	4.56	2.76	3.13	3.42	3.60	3.68	3.27	1.73	1.68	1.65	1.57	1.48	1.08	5.00	5.37
kWh/m <sup>2</sup> -yr	1866	2216	2299	2317	2273	2167	1514	2088	2124	2111	2046	1938	1362	1782	1704	1610	1499	1372	915	3027	3160