

# 1. Tema aplicației

Să se configureze un sistem fotovoltaic conectat la rețea cu putere instalată în panouri de 3 kWp.

## 2. Alegerea locației. Orientarea panourilor fotovoltaice

Locația: 45°42'07" Nord, 21°19'00" Est

- amplasarea corectă a sistemului astfel încât să fie evitată umbrirea;
- orientarea sistemului: Sud, înclinarea fixă 35 grade.

## 3. Dimensionarea principalelor elemente ale sistemului fotovoltaic

### 3.1 Dimensionarea modulelor fotovoltaice

Puterea instalată în modulele fotovoltaice este

$$P_{inst} = 3kWp$$

#### 3.1.1 Calculul numărului de panouri

Se alege panou solar monocristalin LG 300S1C-A5 (producător LG) cu următoarele caracteristici tehnice:

**Tabelul 1**

Puterea maximă STC ( $P_{max}$ )	300 Wp
Tensiunea panoului la $P_{max}$ ( $V_{mp}$ )	31,6 V
Curentul maxim la $P_{max}$ ( $I_{mp}$ )	9,50 A
Tensiunea de mers în gol ( $V_{oc}$ )	38,9 V
Curentul de scurtcircuit ( $I_{sc}$ )	10,07 A
Randamentul modulului (%)	17,50
Coeficientul termic de corecție pentru putere ( $C_{tP_{max}}$ )	- 0,41 %/°C
Coeficientul termic de corecție pentru tensiune ( $C_{tV_{oc}}$ )	- 0,30 %/°C
Coeficientul termic de corecție pentru curent ( $C_{tI_{sc}}$ )	0,03 %/°C
Tensiunea maximă de lucru	1000 V
Valoarea maximă recomandată pentru siguranța de protecție la curent maximal	20 A
Temperatura de lucru	- 40°C ÷ +90°C
Temperatura nominală de lucru (NOCT)	45°C
Dimensiuni	1686 x 1016x 40mm
Greutate	18 kg

$$N_p = \frac{P_{inst}}{P_{max}} = \frac{3000}{300} = 10 \text{ panouri solare.}$$

### 3.1.2 Calculul suprafeței sistemului fotovoltaic

$$A_{SPV} = N_p \cdot A_p = 10 \cdot 1,686 \cdot 1,016 = 17,2m^2$$

Pentru montarea panourilor solare este nevoie de o suprafața de cel puțin 17,2 m<sup>2</sup> orientată spre sud. Practic suprafața ocupată va fi mai mare deoarece trebuie prevăzute distanțe de montaj față de marginile acoperișului și anumite distanțe tehnologice necesare mentenanței sistemului fotovoltaic.

### 3.1.3 Alegerea schemei de conexiuni a panourilor

Se va alege o schemă de conexiuni cu:

$$N_s = 1 \text{ șir cu } N_{ps} = 10 \text{ panouri în serie.}$$

### 3.1.4 Calculul caracteristicilor generatorului fotovoltaic

#### Puterea maximă $P_{max DC}$

Reprezintă puterea maximă generată de sistemul fotovoltaic în curent continuu. Trebuie să fie mai mică sau egală cu puterea acceptată de invertor pe intrarea de curent continuu.

$$P_{max DC} = N_p \cdot P_{max} = 10 \times 300 = 3000 \text{ W} = 3\text{KW}$$

#### Tensiunea maximă $V_{max DC}$

Reprezintă tensiunea maximă a generatorului fotovoltaic. Trebuie să fie mai mică sau egală cu tensiunea acceptată de invertor la intrarea de curent continuu.

Pentru determinarea acestui parametru se va ține seama de:

- numărul de panouri din șir,
- valoarea tensiunii de mers în gol a unui panou
- coeficientul termic de corecție pentru tensiune
- temperatura minimă de lucru a panourilor.

Relația de calcul este următoarea:

$$V_{max DC} = N_{ps} \cdot V_{oc} \left[ 1 + \frac{C_{tV_{oc}}}{100} (T_{min} - T_{STC}) \right]$$

unde:  $N_{ps}$  - numărul de panouri conectate în serie

$C_{tV_{oc}}$  - coeficientul termic de corecție pentru tensiunea de mers în gol

$V_{oc}$  - tensiunea de mers în gol a unui panou

$T_{STC}$  - temperatura standard  $T_{STC} = 25^\circ\text{C}$

$T_{min} = -20^\circ\text{C}$  - temperatura minimă în zona în care vor funcționa panourile.

$$V_{max DC} = 10 \cdot 38,9 \left[ 1 + \frac{-0,30}{100} (-20 - 25) \right] = 441,7\text{V}$$

#### Tensiunea minimă $V_{min DC}$

Reprezintă tensiunea minimă a generatorului fotovoltaic. Trebuie să fie mai mare sau egală cu tensiunea minimă (acceptată de invertor la intrarea de curent continuu) de la care invertorul începe conversia din CC în CA.

Pentru determinarea acestui parametru se va ține seama de:

- numărul de panouri din șir,
- valoarea tensiunii unui panou la puterea maximă
- coeficientul termic de corecție pentru tensiune
- temperatura maximă de lucru a panourilor.

Relația de calcul este următoarea:

$$V_{\min DC} = N_{ps} \cdot V_{mp} \left[ 1 + \frac{C_{tV_{oc}}}{100} (T_{\max} - T_{STC}) \right]$$

unde:  $N_{ps}$  - numărul de panouri conectate în serie

$C_{tV_{oc}}$  - coeficientul termic de corecție pentru tensiunea de mers în gol

$V_{mp}$  - tensiunea panoului la  $P_{\max}$

$T_{STC}$  - temperatura standard  $T_{STC} = 25^{\circ}\text{C}$

$T_{\max} = +70^{\circ}\text{C}$  - temperatura maximă de operare a panourilor.

$$V_{\min DC} = 10 \cdot 31,6 \left[ 1 + \frac{-0,30}{100} (70 - 25) \right] = 273,34\text{V}$$

### ***Curentul maxim de intrare $I_{\max DC}$***

Reprezintă curentul maxim al generatorului fotovoltaic. Trebuie să fie mai mic sau egal cu curentul maxim acceptat de invertor la intrarea/intrările de curent continuu.

Relația de calcul este următoarea:

$$I_{\max DC} = N_s \cdot I_{sc} \left[ 1 + \frac{C_{tI_{sc}}}{100} (T_{\max} - T_{STC}) \right]$$

unde:  $N_s$  - numărul de șiruri conectate în paralel la o intrare a invertorului

$V_{mp}$  - tensiunea panoului la  $P_{\max}$

$C_{tI_{sc}}$  - coeficientul termic de corecție pentru curent

$T_{STC}$  - temperatura standard  $T_{STC} = 25^{\circ}\text{C}$

$T_{\max} = +70^{\circ}\text{C}$  - temperatura maximă în zona în care vor funcționa panourile.

$$I_{\max DC} = 1 \cdot 10,07 \left[ 1 + \frac{0,03}{100} (70 - 25) \right] = 10\text{A}$$

### 3.2 Dimensionarea inverterului

Pentru alegerea inverterului se va ține seama de cinci criterii:

- *respectarea condițiilor tehnice minime impuse de legislație*: pentru a fi permisă conectarea la rețeaua de distribuție a energiei electrice este necesar ca inverterul să respecte cerințele de conectare la rețea stabilite prin Ordinul ANRE 228/28.12.2018.

- *puterea maximă la intrare*  $P_{\max DC}$ : inverterul trebuie să accepte la intrarea de curent continuu o putere mai mare sau egală cu 3 kW.

- *tensiunea maximă de intrare*  $V_{\max DC}$ : inverterul trebuie să accepte la intrarea de curent continuu o tensiune mai mare sau egală cu **441,7V**.

- *tensiunea minimă de intrare*  $V_{\min DC}$ : tensiunea la care inverterul începe să facă conversia din CC în CA trebuie să fie mai mică sau egală cu **273,34V**.

- *curentul maxim de intrare*  $I_{\max DC}$ : curentul maxim admis de inverter pe o intrare de CC trebuie să fie mai mare sau egal cu 10A.

Ținând seama de cele cinci criterii a fost selectat un inverter care îndeplinește condițiile stabilite mai sus. Caracteristicile lui tehnice sunt prezentate în tabelul 2.

**Tabelul 2**

Parametru/Tip inverter	<b>FRONIUS SYMO 3.7-3-S</b>
Putere maximă recomandată	3700 W
Interval MPP	150 – 800 V
Tensiune CC nominal/start	595 V / 200 V
Tensiune CC maximă admisibilă	1000 V
Curent maxim intrare CC	16 A
Curent maxim de scurtcircuit	24 A
Număr MPP tracker	1
Intrări per tracker	3

Invertoarele cu mai multe intrări independente prezintă avantajul unei siguranțe în funcționare mai mare, defectarea unui șir sau unei intrări neafectând funcționarea celorlalte (sistemul fotovoltaic va produce în continuare, în cantitate mai mică, energie electrică. De asemenea acest tip de invertoare este recomandat pentru optimizarea producției atunci când șirurile de panouri au orientări diferite.

### 3.3 Dimensionarea cablurilor

Cablurile solare sunt proiectate să aibă o durată de viață de 40 ani sau mai mult și în același timp să reducă la minimum pierderile de energie. De asemenea trebuie să reziste la temperaturi cuprinse între 20 și 80 °C. Alegerea corectă a cablului este foarte importantă deoarece dacă acesta are secțiunea prea mică se va încălzi și se va defecta.

### 3.3.1 Dimensionarea cablurilor dintre panouri și invertor

- se va determina tensiunea continuă maximă generată de un șir de panouri fotovoltaice ca produsul dintre numărul de panouri dintr-un șir, tensiunea unui panou și un coeficient de corecție care depinde de temperatura admisă a cablului (*tabelul 3*) [[http://www.thesolarplanner.com/steps\\_page9b.html](http://www.thesolarplanner.com/steps_page9b.html)]:

$$U_{PV} = N_{ps} \cdot U_p \cdot k_t = 10 \cdot 31,6 \cdot 0,75 = 237V$$

- se stabilește căderea de tensiune acceptabilă pe cablu, 2-3% în mod normal [3], care va fi utilizată pentru calculul secțiunii transversale a cablului.

$$\Delta U = 0,02U_{pv} = 0,02 \cdot 237 = 4,74V$$

**Tabelul 3. Coeficientul de corecție cu temperatura**

Nr. crt.	Temperatura mediului ambiant °C	Coeficientul de corecție cu temperatura cablului	
		75°C	90°C
1	21÷25	1.05	1.04
2	26÷30	1.00	1.00
3	31÷35	0.94	0.96
4	36÷40	0.88	0.91
5	41÷45	0.82	0.87
6	46÷50	0.75	0.82
7	51÷55	0.67	0.76
8	56÷60	0.58	0.71
9	61÷70	0.33	0.58
10	71÷80	0.00	0.41

- se calculează curentul continuu maxim care se consideră ca fiind de 1,25 ori curentul nominal de scurtcircuit  $I_{sc}$  al modulului. Pentru exemplul numeric considerat cu  $I_{sc}=10,07A$ , curentul maxim este  $1,25 \times 10,07=12,5875A$ .

- se calculează curentul continuu maxim care circulă prin conductor considerând cazul cel mai defavorabil  $I_{nom}=1,25 \times 12,5875A=15,73437A$ .

Curentul determinat mai sus este la o temperatură de 70°C. Pentru determinarea curentului actual ce va fi luat în calculul secțiunii conductorului se va ține seama de temperatură prin coeficientul de corecție cu temperatura  $k_t$  (*tabelul 3*) și de numărul conductorilor dintr-un cablu prin coeficientul  $k_c$  (*tabelul 4*) [[http://www.thesolarplanner.com/steps\\_page9b.html](http://www.thesolarplanner.com/steps_page9b.html)].

**Tabelul 4. Factorul de corecție cu numărul conductoarelor dintr-un cablu**

Number of current-carrying	Adjustment factor
1-3 conductors	1.00
4-6 conductors	0.80
7-9 conductors	0.70
10-20 conductors	0.50

Pentru exemplul numeric prezentat se va considera temperatura mediului ambiant  $46 \div 50 \text{ }^\circ\text{C}$  iar cea a cablului  $75 \text{ }^\circ\text{C}$  ( $k_t=0,75$ ). Se vor considera 3 conductoare într-un cablu ( $k_c=1$ ), curentul de calcul al secțiunii conductorului fiind

$$I_{calc} = \frac{I_{nom}}{k_t k_c} = \frac{15,73437}{0,33 \cdot 1} = 47,68 \text{ A}$$

- se calculează aria secțiunii transversale

Se va considera un cablu cu lungimea de 10 m din cupru cu rezistivitatea  $\rho=1,724 \text{ } \Omega\text{m}$ . Rezistența totală a cablului va fi (avem două cabluri, unul de ducere și unul de întoarcere între panouri și controlerul de încărcare)

$$R = 2 \frac{\rho l}{s}$$

Din relația căderii de tensiune admisibile pe cablu

$$\Delta U = RI_{calc} = 2 \frac{\rho l}{s} I_{calc}$$

se determină secțiunea minimă a conductorului

$$s = 2 \frac{\rho l I_{calc}}{\Delta U} = \frac{2 \cdot 1,724 \cdot 10^{-8} \cdot 10 \cdot 47,68}{4,74} = 34,68 \cdot 10^{-7} \text{ m}^2 = 3,46 \text{ mm}^2$$

Se va alege un cablu cu secțiunea standard de  $4 \text{ mm}^2$  sau, pentru o fiabilitate mai mare  $6 \text{ mm}^2$ .

### 3.3.2 Dimensionarea cablurilor dintre inverter și consumatori (rețea)

Se va considera o cădere de tensiune admisibilă de 2% iar lungimea cablului de legătură 20m [3].

$$\Delta U = 0,02 \cdot 230 = 4,6 \text{ V}$$

*Cazul trifazat*

Din relația puterii inverterului

$$P_{nec} = 3UI$$

se determină curentul

$$I = \frac{P_{nec}}{U} = \frac{3000}{3 \cdot 230} = 4,26 \text{ A}$$

Din relația căderii de tensiune admisibile

$$\Delta U = RI = 2 \frac{\rho l}{s} I$$

se determină secțiunea minimă a conductorului (de cupru)

$$s = 2 \frac{\rho l I}{\Delta U} = \frac{2 \cdot 1,724 \cdot 10^{-8} \cdot 20 \cdot 4,26}{4,6} = 6,5 \cdot 10^{-7} \text{ m}^2 = 0,65 \text{ mm}^2$$

Se va alege un cablu cu secțiunea standard de  $2,5 \text{ mm}^2$ .

#### 4. Estimarea producției de energie a sistemului

Pentru a estima producția de energie a sistemului se va folosi site-ul creat de Uniunea Europeană la adresa <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php> care permite calculul cantității de energie electrică ce poate fi obținută cu ajutorul unui sistem fotovoltaic în funcție de locație, momentul din an, direcția și unghiul de înclinare al modulelor.

Se va deschide site-ul menționat și se vor da coordonatele locului de amplasare a sistemului fotovoltaic și puterea instalată a panourilor.

PVGIS estimates of solar electricity generation

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 3.0 kW (thin film)

Estimated losses due to temperature and low irradiance: 8% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.8%

Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%

Combined PV system losses: 23.2%

**Tabelul 6**

Energie	ian	feb	martie	aprilie	mai	iunie	iulie	august	sept	oct	noiemb	dec
kWh/zi	3,9	5,8	9,7	12,6	12,7	13,4	13,7	14,1	10,7	8,3	5,8	3,1
kWh/luna	122	164	302	380	396	404	442	438	321	258	175	97
Total anual	<b>3505 kWh</b>											

#### 5. Sinteza etapei de dimensionare

Se va completa un tablou sintetic (*tabelul 5*) care cuprinde toate datele obținute după parcurgerea etapei de dimensionare a elementelor sistemului fotovoltaic.

**Tabelul 5**

Nr. crt.	Componenta	Descriere	Rezultat	
1	Panourile fotovoltaice	Capacitate (kWp)	3	
		Numărul de module în șir	10	
		Numărul de șiruri în paralel	1	
		Numărul total de module	10	
2	Invertorul	FRONIUS SYMO 7.0-3-S	Puterea (kW)	3,7
			Tensiune CC maximă (V)	1000
3	Sistemul de cabluri		lungime (m)	secțiune ( $mm^2$ )
		dintre panourile PV și regulator	10	6,0
		dintre inverter și consumatori trifazat	20	2,5
4	Total energie electrică produsă anual (kWh)			<b>3505</b>