

Uzysk energii elektrycznej z systemów PV dla budynku Szkoły Podstawowej w Bychlewie

W oparciu o rzut dachów obiektu o wymiarach:

sala gimnastyczna	20 x 19 m
część najstarsza	17 x 18 m
część zachodnia	19 x 9,5 m
trzykondygnacyjna	
część zachodnia parterowa	17 x 9,5 m

przy założeniu utrzymania niezbędnych odległości roboczych pomiędzy panelami oraz z uwzględnieniem eliminacji zacienienia własnego (od poprzedzających paneli) przyjęto możliwy uzysk energii elektrycznej pochodzącej z 136 sztuk paneli (69 szt. - część nad salą gimnastyczną i 67 szt. - część na budynkach lekcyjnych) oraz dodatkowo z 38 szt. paneli wolnostojących przewidzianych do zamontowania z uwagi na konieczność zwiększenia redukcji emisji dwutlenku węgla, łącznie ze 174 sztuk paneli.

W niniejszym opracowaniu założono moc jednostkową panela w wysokości 300 Wp.

Całkowita analizowana moc zainstalowana wynosi więc nie mniej niż:

174 x 300 = 52,2 kWp (odpowiednio część nad salą gimnastyczną 20,7 kWp, część na budynkach lekcyjnych 20,1 kWp oraz dodatkowo 11,4 kWp z paneli wolnostojących).

W celu obliczenia ilości energii pochodzącej z systemu fotowoltaicznego dla danej szerokości geograficznej posłużono się oprogramowaniem dedykowanym dla tego typu obliczeń dla obszaru Europy.

Wyżej wymieniona moc zainstalowana pozwala rocznie wygenerować **47.200 kWh** energii przy optymalnym ustawieniu paneli (kąt 36 stopni), ekspozycja na stronę południową.

Wyniki obliczeń wraz z danymi wejściowymi w załączeniu.

Performance of Grid-connected PV

NOTE: before using these calculations for anything serious, you should read [\[this\]](#)

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 51°37'59" North, 19°21'39" East, Elevation: 185 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-classic

Nominal power of the PV system: 20.1 kW (thin film)

Estimated losses due to temperature: 8% (generic value for areas without temperature information or for PV modules with unknown temperature dependence)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 3.0%

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

Combined PV system losses: 23.3%

Fixed system: inclination=36°, orientation=0° (Optimum at given orientation)				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	17.10	530	1.12	34.8
Feb	31.00	869	2.04	57.0
Mar	47.00	1460	3.09	95.8
Apr	62.70	1880	4.12	124
May	78.80	2440	5.19	161
Jun	73.60	2210	4.86	146
Jul	78.20	2420	5.15	160
Aug	72.80	2260	4.79	149
Sep	52.60	1580	3.46	104
Oct	40.80	1270	2.68	83.0
Nov	20.00	599	1.31	39.3
Dec	12.30	383	0.81	25.1
Yearly average	49.0	1490	3.23	98.1
Total for year	17900		1180	

E_d: Average daily electricity production from the given system (kWh)

E_m: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

H_d: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

H_m : Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system
(kWh/m²)

PVGIS © European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged

See the disclaimer [here](#)

Performance of Grid-connected PV

NOTE: before using these calculations for anything serious, you should read [\[this\]](#)

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 51°37'59" North, 19°21'39" East, Elevation: 185 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 11.4 kW (thin film)

Estimated losses due to temperature: 8% (generic value for areas without temperature information or for PV modules with unknown temperature dependence)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 3.0%

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

Combined PV system losses: 23.2%

Fixed system: inclination=36°, orientation=0° (Optimum at given orientation)				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	8.51	264	0.98	30.5
Feb	14.50	405	1.68	47.0
Mar	31.00	961	3.59	111
Apr	42.90	1290	4.97	149
May	46.80	1450	5.44	168
Jun	47.20	1420	5.48	164
Jul	45.70	1420	5.31	165
Aug	43.90	1360	5.09	158
Sep	34.40	1030	3.98	119
Oct	22.90	711	2.65	82.2
Nov	11.00	331	1.28	38.3
Dec	7.67	238	0.89	27.5
Yearly average	29.8	906	3.45	105
Total for year	10900		1260	

E_d: Average daily electricity production from the given system (kWh)

E_m: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

H_d: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

H_m : Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system
(kWh/m²)

PVGIS © European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged

See the disclaimer [here](#)

Performance of Grid-connected PV

NOTE: before using these calculations for anything serious, you should read [\[this\]](#)

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 51°37'59" North, 19°21'39" East, Elevation: 185 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-classic

Nominal power of the PV system: 20.7 kW (thin film)

Estimated losses due to temperature: 8% (generic value for areas without temperature information or for PV modules with unknown temperature dependence)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 3.0%

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

Combined PV system losses: 23.3%

Fixed system: inclination=36°, orientation=0° (Optimum at given orientation)				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	17.60	546	1.12	34.8
Feb	32.00	895	2.04	57.0
Mar	48.40	1500	3.09	95.8
Apr	64.50	1940	4.12	124
May	81.20	2520	5.19	161
Jun	75.80	2270	4.86	146
Jul	80.50	2500	5.15	160
Aug	75.00	2330	4.79	149
Sep	54.20	1630	3.46	104
Oct	42.00	1300	2.68	83.0
Nov	20.60	617	1.31	39.3
Dec	12.70	394	0.81	25.1
Yearly average	50.5	1540	3.23	98.1
Total for year	18400		1180	

E_d: Average daily electricity production from the given system (kWh)

E_m: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

H_d: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

H_m : Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system
(kWh/m²)

PVGIS © European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged

See the disclaimer [here](#)