

ANALIZA TECHNICZNA ELEKTROWNI FOTOWOLTAICZNEJ ŚREDNIEJ MOCY. STUDIUM PRZYPADKU – REFERAT KONFERENCYJNY

Jerzy BURIAK¹

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki

Streszczenie: W artykule przedstawiono analizę budowy elektrowni fotowoltaicznej o mocy zainstalowanej około 30 kW. Omówiono zasady doboru podstawowych elementów elektrowni.

Słowa kluczowe: elektrownia fotowoltaiczna, gospodarka energetyczna.

1. INFORMACJE OGÓLNE

Jako studium przypadku posłużyła inwestycja związana z zabudową dachu budynku wielorodzinnego – elektrownią słoneczną. Budynek zlokalizowany jest w województwie pomorskim. Obiekt posiada stropodach płaski, 15% powierzchni dachu zajmują inne instalacje, w szczególności: kominy wentylacyjne i instalacje odgromowe.

2. DOBÓR ELEMENTÓW ELEKTROWNI

2.1. Dobór modułów fotowoltaicznych

Dobierając panele PV, pod kątem zastosowania ich w elektrowni, oprócz ceny za jednostkę mocy oraz uwzględnienia sprawności modułów, powinniśmy wziąć pod uwagę jakość wykonania i wykończenia, aktualność i długość listy certyfikatów, potwierdzających testy, którym poddano moduł, w szczególności uzyskanie certyfikatów poświadczających zgodność z normami, np. z serii IEC 60904 jak IEC 60904-2. Nie bez znaczenia jest także renomowana marka producenta paneli, co powinna również potwierdzać wieloletnia gwarancja, wynosząca 20-25 lat.

Mimo że elektrownia będzie zlokalizowana na wysokim budynku i nie występuje groźba zacielenia ze strony drzew, a kominy wentylacyjne są niższe od paneli, ważne jest, aby moduły paneli posiadały zabezpieczenie w postaci diod, stanowiących by-passy na wypadek zacielenia. Zacielenie może być wynikiem wzajemnego przesłaniania się paneli. Latem sytuacja taka może trwać stosunkowo krótko, ale zimą pierwsze rzędy paneli mogą przesłaniać kolejne rzędy przez dłuższy czas. Nie bez znaczenia jest także wpływ anten TV oraz zwodów odgromowych (mimo ich niewielkich przekrojów), gdyż zacielenie ogniwa, o ile nie posiadają obejścia z diody, blokuje przepływ prądu od niezacielenionych ogniw w module. Istotny jest ponadto nie tylko fakt czy moduł posiada diody na obejściach ogniw ale także ich ilość. Ogniwa w module są łączone szeregowo-równolegle, co częściowo łagodzi problem przesuwającego

się cienia. Ponadto producent może sugerować inny montaż modułów – zamiast pionowego poziomy – w przypadku cienia przesuwającego się na całą wysokość panelu, inny zaś w przypadku cienia przesłaniającego np. dolną część panelu.

W ramach analizy studium przypadku założono, że dobrane zostaną panele typu najczęściej preferowanego, czyli z ogniwami z krzemu polikrystalicznego. Są one mniej sprawne od krzemowych ogniw monokrystalicznych, ale istotnie tańsze. Dla analizowanej elektrowni dobrano panele Silver-Line GSP6-250-SI60 firmy GermanSolar.

2.2. Określenie liczby paneli

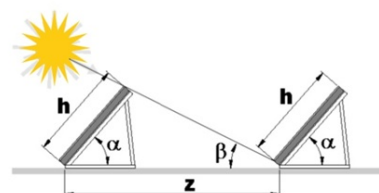
Dach budynku ma rozmiary 12 m na 44 m, czyli 528 m². Jednak ze względu na inne instalacje jedynie 85% powierzchni dachu może zostać zabudowane konstrukcjami elektrowni PV, co stanowi około 450 m². Budynek dłuższym bokiem zwrócony jest w kierunku południowo-wschodnim.

Odległości między kolejnymi rzędami paneli na płaskim dachu budynku wyliczono z uwzględnieniem kąta padania promieni słonecznych w określonych porach roku dla szerokości geograficznej Gdańska, która wynosi 54.21N.

W okresie przesilenia zimowego (22 XII) słońce znajduje się w zenicie nad Zwrotnikiem Koziorożca. Gdańsk ma w tym czasie najniższy w ciągu roku kąt padania promieni słonecznych, który liczymy według wzoru [1]:

$$\beta = 90^\circ - (\varphi + 23,27) = 12,52^\circ \quad (1)$$

Znając minimalny kąt padania promieni słonecznych w ciągu roku można wyznaczyć na tej podstawie odległość między kolejnymi rzędami paneli fotowoltaicznych. Rysunek 1 przedstawia schematyczny wykres użyty do obliczenia odległości rzędów.



Rys. 1. Schematyczna ilustracja kąta padania promieniowania (zaczepnięto z www.slideshare.net)

Odległość między rzędami wyznaczono z poniższego wzoru uzyskanego po przekształceniach trygonometrycznych. Jako wartość odpowiednią nachylenia konstrukcji wsporczej i samego panelu przyjęto 25° . Zalecane wartości zawarte są w przedziale $25 - 40^\circ$. Przyjęto wartość odległości między rzędami. Wysokość dobranego panelu to 165 cm.

$$z = \frac{h \cdot \sin(180^\circ - (\alpha + \beta))}{\sin(\beta)} = 4,64 \text{ m} \quad (2)$$

gdzie: z – odległość między rzędami [m], α – nachylenie panelu, h – wysokość paneli wraz z podstawą konstrukcji wsporczej [m].

Obrys budynku to 12 m na 44 m, jednak budynek posiada attykę o wysokości kilkudziesięciu centymetrów. Z tego powodu rząd paneli musi być odsunięty od niej o około 90 cm. Attyka stanowi dodatkowe zabezpieczenie przed zrzućeniem elementów instalacji z dachu podczas silnych wiatrów. Mocowania konstrukcji i paneli muszą być sprawdzane po każdym sezonie zimowym, gdyż ewentualne zrzućenie panelu stanowi zagrożeniem dla życia i zdrowia przechodniów.

Pojedynczy panel ma szerokość 99 cm. W efekcie dobrano 110 paneli: w rzędzie pierwszym i trzecim po 43 sztuki, zaś w rzędzie drugim – ze względu na konieczność uwzględnienia przeszkody w postaci innych instalacji – 23 sztuki.

2.3. Dobór inwertera dla elektrowni

Aby dobrać inwerter dla projektowanej elektrowni PV, należy uwzględnić moc będącą sumą mocy szczytowych zastosowanych modułów, chyba że planuje się użycie więcej niż jednego falownika. Należy mieć jednak na uwadze fakt, że im więcej wykorzystuje się urządzeń tym jest wyższy ich koszt jednostkowy. Z drugiej jednak strony zastosowanie kilku inwerterów sprawia, że potencjalna awaria jednego z nich zatrzymuje pracę tylko części elektrowni. W analizowanym przypadku, w związku z tym, że mamy do czynienia z małą mocą, bardziej uzasadnione wydaje się wprowadzenie układu z pojedynczym inwerterem.

Znając moc instalacji, możemy obliczyć, czy inwerter spełnia warunek mocy [2]:

$$0,7 \cdot P_{\max MOD} < P_{n INV} < 1,2 \cdot P_{\max MOD} \quad (3)$$

gdzie: $P_{n INV}$ – moc inwertera [W], $P_{\max MOD}$ – suma mocy modułów [W].

Właściwsze byłoby stosowanie pojęć mocy zainstalowanej (która określana byłaby w warunkach standardowych) oraz mocy osiągalnej przez moduł (czy też całą elektrownię), ponieważ w warunkach eksploatacji w Polsce nie jest ona nigdy uzyskiwana. Dzieje się tak z powodu nasłonecznienia mniejszego niż standardowe, albo też z racji ogrzania się ogniwa do temperatury powyżej 25°C . Takie rozróżnienie pozwoliłoby lepiej wykorzystywać warunki przyłączeniowe wydane dla elektrowni przez operatora sieci dystrybucyjnej.

W przypadku rozpatrywanej instalacji z dobranymi 110 panelami SilverLine GSP6-250-SI60 o mocy maksymalnej 250 W warunek (3) wygląda następująco:

$$\begin{aligned} 0,7 \cdot 27250 < P_{n INV} < 1,2 \cdot 27250 \\ 19075W < P_{n INV} < 32700W \end{aligned} \quad (4)$$

Na tej podstawie wstępnie dobrano inwerter Power-One Aurora TRIO-27.6-TL o mocy znamionowej 27,6 kW oraz maksymalnym napięciu wejściowym 1kV.

Kolejnym krokiem jest wyznaczenie maksymalnej liczby modułów w łańcuchu [2]:

$$n_{\max} = \frac{U_{DC \max}}{U_{OC(-10^\circ\text{C})}} = \frac{1000}{1,14 \cdot 37,60} = 23 \quad (5)$$

gdzie: $U_{DC \max}$ – maksymalne napięcie wejściowe inwertera [V], $U_{OC(-10^\circ\text{C})}$ – napięcie obwodu otwartego w temperaturze -10°C , jeśli nie jest podane w specyfikacji producenta, należy je obliczyć na podstawie danych dla STC ze wzoru:

$$U_{OC(-10^\circ\text{C})} = 1,14 \cdot U_{OC(STC)} \quad (6)$$

Warunki STC (Standard Test Conditions), odpowiadają temperaturze modułu 25°C , natężeniu promieniowania słonecznego 1000 W/m^2 i rozkładowi spektralnemu promieniowania słonecznego, jakie występuje w bezchmurze niebo w południe. Napięcie obwodu otwartego modułu SilverLine GSP6 to 37,6 V.

Maksymalna liczba 23 modułów w łańcuchu paneli oznacza, że dobrane 110 paneli należy podzielić na minimum 5 łańcuchów. Dobrany inwerter posiada 2 niezależne układy śledzenia punkty mocy maksymalnej. Pięć łańcuchów oznacza, że jeden będzie obciążony mocą 2 a drugi mocą 3 grup modułów.

Aby równomiernie obciążyć układy falownika należy sprawdzić potencjalną możliwość podziału na większą liczbę łańcuchów. W tym celu weryfikujemy minimalną liczbę modułów w łańcuchu [2]:

$$n_{\min} = \frac{U_{DC \min}}{U_{OC(70^\circ\text{C})}} = \frac{360}{0,82 \cdot 37,60} = 12 \quad (7)$$

gdzie: $U_{DC \min}$ – minimalne napięcie wejściowe inwertera [V] (dla Power-One Aurora TRIO-27.6-TL wynosi ono 360 V), $U_{OC(70^\circ\text{C})}$ – napięcie obwodu otwartego w temperaturze 70°C , jeśli nie jest podane przez producenta, należy obliczyć na podstawie parametrów STC [V]:

$$U_{OC(70^\circ\text{C})} = 0,82 \cdot U_{OC(STC)} \quad (8)$$

Liczba modułów w łańcuchu może więc wynosić od 12 do 23, co oznacza od 5 do 9 łańcuchów. Określając liczbę łańcuchów należy jednak sprawdzić obciążalność niezależnego układu inwertera, dzieląc maksymalny prąd układu falownika przez prąd modułu PV w punkcie mocy maksymalnej MPP:

$$n \leq \frac{I_{\max INV}}{I_{MPP}} \quad (9)$$

gdzie: $I_{\max INV}$ – maksymalne dopuszczalne natężenie prądu stałego inwertera [A], I_{MPP} – prąd w punkcie mocy maksymalnej modułu [A].

Na podstawie danych katalogowych dobranego modułu PV i inwertera odczytano $I_{\max INV} = 32\text{A}$, a $I_{MPP} = 8,33\text{A}$. Zatem liczba łańcuchów modułów przypadających na jeden układ inwertera musi spełniać warunek:

$$\begin{aligned} n &\leq \frac{32}{8,33} \\ n &\leq 3 \end{aligned} \quad (10)$$

W efekcie 110 modułów podzielono na 6 łańcuchów po 18 i 19 sztuk w łańcuchu – po 3 łańcuchy w obwodzie każdego inwertera.

Sprawdzenia wymaga również moc przypadająca na pojedynczy układ śledzenia punktu mocy maksymalnej (tzw. układ MPPT – Maximum Power Point Tracking). W inwerterze Power-One Aurora TRIO-27.6-TL występują dwa takie układy o obciążalności znamionowej 16 kW każdy.

Wartość szczytowa mocy przekształcaniej przez inwerter wynosi:

$$P_s = I_{MPP} \cdot n \cdot U_n = 8,33 \cdot 3 \cdot 570 = 14244 \text{ W} \quad (11)$$

gdzie: n – liczba łańcuchów na jeden układ inwertera, U_n – napięcie znamionowe systemu [V]:

$$U_n = U_{MPP} \cdot l_m = 30 \cdot 19 = 570 \text{ V} \quad (12)$$

gdzie: U_{MPP} – napięcie znamionowe obciążonego modułu [V].

Kryteria doboru zostały spełnione.

2.4. Dobór przewodów i zabezpieczeń

Dobry inwerter Power-One Aurora TRIO-27.6-TL posiada obudowę w wersji OUTDOOR pozwalającą na montaż na zewnątrz, w tym wypadku na dachu budynku. Przed inwerterem należy zamontować skrzynkę instalacyjną (ulożoną od strony elektrowni), w której przede wszystkim znajdują się rozłączniki pozwalające na odłączenie od elektrowni w celu napraw lub przeglądu inwertera. Możliwość odłączenia musi istnieć również ze strony przyłącza energetycznego, w tym odłączenia wyłącznikiem przeciwpożarowym za pomocą stycznika.

Elektrownia będzie posiadała własne przyłącze z licznikiem rejestrującym generację i zużycie energii przez instalację elektrowni w stanie jej czuwania (stand-by) i trybie nocnym. Takie dodatkowe tryby pracy wyróżnia inwerter.

Rozłączniki po stronie napięcia stałego powinny zostać dobrane na prąd znamionowy układów inwertera, czyli w analizowanym przypadku 32 A. Ze względu na trwałość aparatów zalecane jest użycie aparatów dostosowanych do prądu stałego.

Mimo rozłączników i zabezpieczeń znajdujących się we wnętrzu inwertera, w pracach przy elektrowni PV należy zachować szczególną ostrożność pamiętając, że mamy do czynienia z elektrownią modułową i że napięcie rażenia może wystąpić w wielu miejscach tej instalacji.

Dobór przewodów przeprowadzamy zgodnie z kryteriami stosowanymi przy projektowaniu instalacji odbiorczych. W ramach sprawdzania dopuszczalnych spadków napięć, nierzadko popełnianym błędem jest przyjmowanie pełnego obciążenia na całej długości połączeń między ciągami paneli a inwerterem, gdzie częstym rozwiązaniem jest realizowanie połączeń w skrzynce instalacyjnej i tylko krótki odcinek łączący skrzynkę i inwerter jest w pełni obciążony. W naszym przypadku napięcia stałe, dochodzące do inwertera, znajdują się w środku zakresu dopuszczalnych napięć wejściowych inwertera i dlatego za decydujące możemy uznać kryteria obciążalności przewodów.

W analizowanym projekcie elektrowni PV szczególnie ważne jest sprawdzenie spadku napięcia na wewnętrznej linii zasilającej WLZ, łączącej inwerter ze złączem kablowym sieci dystrybucyjnej. WLZ prowadzony jest w kanale kablowym jednej z klatek pięciokondygnacyjnego bloku

mieszkalnego, a przyłącze znajduje się po niekorzystnej stronie budynku, co sprawia, że kable mają długość około 45 m. Przy dobraniu miedzianych przewodów o przekroju 16 mm² i obciążeniu szczytowym rzędu 28 kW otrzymujemy spadek napięcia na przewodzie WLZ wynoszący około 1%.

Osobnym zagadnieniem jest degradacja izolacji ułożonych na dachu kabli i przewodów w wyniku działania promieniowania ultrafioletowego UV.

Po stronie napięcia przemiennego (AC) ochronę dodatkową tradycyjnie spełnia samoczynne wyłączenie zasilania. Natomiast po stronie napięcia stałego (DC) norma PN-HD 60364-7-712:2007 zaleca stosowanie urządzeń II klasy ze wzmocnioną izolacją [3], co wespół z odpornością na promieniowanie UV. Należy pamiętać, że częste badanie izolacji po stronie DC jest trudne i wymaga specjalnego postępowania z panelami, np. ich zakrywania przed odłączeniem. Stąd zastosowanie kabli i przewodów o zwiększonej odporności na promieniowanie słoneczne lub ich osłanianie jest uzasadnione ekonomicznie. Norma PN-HD 60364-7-712:2007 zaleca stosowanie kabli jednożyłowych w osłonie.

Kolejnym problemem w instalacji z elektrownią słoneczną jest stosowanie, jako uzupełniającej ochrony przeciwporażeniowej, wyłączników różnicowoprądowych. W zależności o stopnia separacji między stroną DC a AC inwertera może się okazać niemożliwe stosowanie wyłącznika różnicowoprądowego w instalacji przyłącza sieciowego. Wielu producentów inwerterów wskazuje na możliwość zastosowania wyłącznika różnicowoprądowego typu B. Natomiast jeżeli konstrukcja inwertera uniemożliwia przeniesienie na stronę AC prądów stałych przy zwarciu po stronie DC, wówczas mogą być stosowane zwykłe wyłączniki różnicowoprądowe.

Ochrona przed przeciążeniem nie jest wymagana po stronie DC o ile przekroje przewodów są dobrane z uwzględnieniem prądów maksymalnych, jakie teoretycznie mogą się pojawić przy warunkach STC.

Ze względu na usytuowanie instalacji na dachu, istotna jest ochrona odgromowa i przeciwprzepięciowa. Weryfikacji należy poddać rozmieszczenie i wysokości zwodów pionowych – ewentualnie należy wznieść dodatkowe. W celu ograniczenia indukowania napięć w przewodach i kablach ułożonych na dachu należy unikać tworzenia przez nie pętli, a te które wystąpią, powinny obejmować jak najmniejszy obszar.

3. OKREŚLENIE WYDAJNOŚCI ELEKTROWNI SŁONECZNEJ

Uzysk energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej można obliczyć korzystając z mocy fotoogniwa oraz opierając się na położeniu geograficznym instalacji. W tym celu skorzystano z danych udostępnianych przez Komisję Europejską w projekcie PVGIS [4] (Tablica 1).

Tablica 1. Średnioroczne nasłonecznienie dzienne na terenie Gdańska [4]

H_h	H_{opt}	H(25)	H(25,-45)
3000	3550	3480	3311

H_h : nasłonecznienie na panel ułożony horyzontalnie (Wh/m²/d)

H_{opt} : nasłonecznienie na panel ustawiony pod optymalnym kątem (ok. 39°) (Wh/m²/d)

$H_{(25)}$: nasłonecznienie na panel ustawiony pod przyjętym kątem 25° . (Wh/m²/d)

$H_{(25,-45)}$: nasłonecznienie na panel ustawiony pod przyjętym kątem 25° z azymutem -45° . (Wh/m²/d)

Tablica 1 ukazuje, że średnioroczna wartość dziennego nasłonecznienia panelu, przy nachyleniu optymalnym i pod kątem 25° różni się o 70Wh/m², co nie jest wartością znaczącą. Jeżeli dodatkowo uwzględnimy pokrycie śniegiem paneli przez dwadzieścia kilka dni w roku, ta różnica będzie jeszcze mniejsza.

Rola azymutu również nie jest decydująca. Azymut południowy przyjmowany jest jako zerowy. W naszym przypadku występuje azymut południowo-wschodni (-45°). Odchylenie o 45 stopni od kierunku południowego nie powoduje radykalnej różnicy w nasłonecznieniu. Różnica ta to 4,9% w wartości średniorocznej nasłonecznienia. [4]

Rozpatrywana elektrownia posiada 110 paneli o wymiarach zewnętrznych 1650x990 mm i szerokości ramy 40 mm. Obliczono, że powierzchnia ogniw we wszystkich panelach wynosi 154,4 m².

W dobranych panelach zastosowane są ogniwa o wysokiej sprawności wynoszącej 15,3%. Jest to stosunkowo wysoka sprawność dla ogniw z krzemu polikrystalicznego, bliska ogniom z krzemu monokrystalicznego. Należy jednak mieć na uwadze fakt, że sprawność silnie zależy od temperatury pracy ogniwa i spada 0,44% na każdy stopień powyżej temperatury STC, ale i wzrasta na każdy stopień poniżej tej temperatury. Szacuje się, że wpływ temperatury zmniejsza roczną produkcję energii elektrycznej modułu o kilkanaście procent (do oszacowania rocznej produkcji przyjęto 11%).

Kolejnym zjawiskiem utrudniającym wykorzystanie energii słonecznej jest zjawisko odbicia promieni słonecznych. Ogniwa nie są ciałami idealnie czarnymi. Dla zaproponowanego panelu założono zatem, występującą z tego powodu, stratę rzędu 3%.

Wygenerowana moc w łańcuchach modułów podlega przetwarzaniu w inwerterze na przemienne napięcie i prąd. Inwerter jest istotnym elementem generacji strat mocy elektrycznej. Dobry falownik jest wysoce wydajny. Przy obciążeniu znamionowym jego sprawność jest bliska 98%, natomiast sprawność średnioważona uwzględniająca typowy rozkład obciążenia wynosi 96%. Przyjęto, że łączne straty w inwerterze i instalacji wynoszą 5 %.

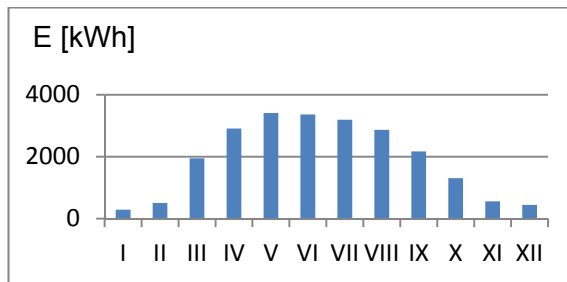
Na podstawie powyższych założeń określono roczną produkcję elektrowni słonecznej o mocy 28,49 kW, zainstalowanej na dachu budynku wielorodzinnego w Gdańsku o współrzędnych geograficznych 54.21 N, 18,37 E [4] dla paneli ustawionych na stojakach o nachyleniu 25° oraz ekspozycji z kątem azymutu -45° :

$$E = \sum_i^{12} H_{(25, -45) i} \cdot A \cdot \eta_{STC} \cdot (1 - \varepsilon_T) \cdot (1 - \varepsilon_R) \cdot (1 - \varepsilon_{INV}) = 22975 kWh \quad (13)$$

$$(1 - \varepsilon_R) \cdot (1 - \varepsilon_{INV}) = 22975 kWh$$

gdzie: E – roczna produkcja energii [Wh], $H_{(25, -45) i}$ – miesięczna wartość nasłonecznienia 1 m² powierzchni nachylonej pod kątem 25° i zwróconej na południowy-wschód, A – powierzchnia czynna ogniw PV [m²], η_{STC} – sprawność ogniwa w warunkach STC, ε_T – straty wynikające z temperatury ogniwa powyżej $25^\circ C$, ε_R – straty odbicia promieni słonecznych, ε_{INV} – straty w inwerterze i instalacji.

Roczny uzysk energii szacowany jest więc na prawie 23 MWh. Jego roczny rozkład w sposób graficzny prezentuje poniższy rysunek.



Rys. 2. Uzysk energii z elektrowni fotowoltaicznej w poszczególnych miesiącach (opracowanie własne)

Uzysk energii z przedstawionej elektrowni z roku na rok będzie mniejszy. Standardowy spadek efektywności ogniw krzemowych to 0,8%. Oznacza to, że ogniwo o początkowej sprawności 15,3% za rok ma sprawność $15,3\% \cdot 99,2\%$

4. PODSUMOWANIE

Na podstawie analizy wybranego przypadku, wykazano że proces projektowania elektrowni słonecznej jest zadaniem stosunkowo nieskomplikowanym, choć wymagającym znajomości specyfiki współpracy modułów fotowoltaicznych z inwerterem.

5. BIBLIOGRAFIA

1. http://www.cd.geografia.vel.pl/obliczanie_kata_padania_promieni_slonecznych.html (dostęp 15.01.2013).
2. Klugmann-Radziemska E.: Fowoltaika w teorii i w praktyce, Wydawnictwo BTC, Legionowo 2010.
3. PN-HD 60364-7-712:2007, Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Część 7-712: Wytyczne dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji. Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania.
4. Komisja Europejska, PVGIS, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>.

TECHNICAL ANALYSIS OF THE AVERAGE SIZE PHOTOVOLTAIC POWER PLANT. CASE STUDY – CONFERENCE PAPER

Key-words: photovoltaic power plant, energy management

Article presents an analysis of the construction of the photovoltaic power plant with an installed capacity of about 30 kW. The principles of selection of the basic elements of the plant is shown.