



Erasmus+



Project Erasmus+: Training and certification model
for photovoltaic trainers with the use of ECVET system
(EU-PV-Trainer). No 2016-1-PL01-KA202-026279

MODUŁ 2. PLANOWANIE, INSTALACJA, MODERNIZACJA I KONSERWACJA INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH

M2.J1. PLANOWANIE MONTAŻU INSTALACJI
SYSTEMÓW FOTOWOLTAICZNYCH

RESEARCH NETWORK
ŁUKASIEWICZ

INSTITUTE
FOR SUSTAINABLE
TECHNOLOGIES



PV
POLAND



FUNDACIÓN *equipo humano*



EDIT·C

EDUCATION & INFORMATION TECHNOLOGY CENTRE

Erasmus+
Cooperation for innovation and the exchange of good practices
Strategic Partnership for vocational education and training

***“Training and certification model for photovoltaic trainers with the use of ECVET system
(EU-PV-Trainer)”***

No 2016-1-PL01-KA202-026279

Intellectual Outputs O4.

**Bank of training modules for the photovoltaic trainer
with regard to ECVET requirements (stationary learning)**

Ten projekt został zrealizowany przy wsparciu finansowym Komisji Europejskiej.
Projekt lub publikacja odzwierciedlają jedynie stanowisko ich autora i Komisja Europejska nie
ponosi odpowiedzialności za umieszczoną w nich zawartość merytoryczną.

2018-2019

MODUŁ 2.
PLANOWANIE, INSTALACJA, MODERNIZACJA
I KONSERWACJA INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH

M2.J1. Planowanie montażu instalacji systemów
fotowoltaicznych

PORADNIK
DLA UCZESTNIKA ZAJĘĆ I PROWADZĄCEGO ZAJĘCIA

Kurs: Trener fotowoltaiki

**Moduł 2. PLANOWANIE, INSTALACJA, MODERNIZACJA
I KONSERWACJA INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH**

M2.J1. Planowanie montażu instalacji systemów fotowoltaicznych

Poradnik dla uczestnika zajęć dydaktycznych i prowadzącego zajęcia

Autorzy:

Stanisław Pietruszko
Kamil Kulma
Radosław Gutowski
Radosław Figura
Mirosław Żurek
Katarzyna Sławińska
Maria Knais
Emilia Pechenau
Adina Cocu
Jose Enrique Val Montros
Alfonso Cadenas Cañamás

Recenzenci:

Tomasz Magnowski

Konsultacja metodologiczna:

Edyta Koziół

Opracowanie redakcyjne:

Iwona Nitek

Korekta językowa:

Katarzyna Sławińska

Poradnik stanowi obudowę dydaktyczną dla jednostki modułowej **M2.J1. Planowanie montażu instalacji systemów fotowoltaicznych** wchodzącej w skład modułu **M2. PLANOWANIE, INSTALACJA, MODERNIZACJA I KONSERWACJA INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH** zawartego w modułowym programie nauczania dla kursu **Trener fotowoltaiki**.

2018-2019

SPIS TREŚCI

1. WPROWADZENIE.....	6
2. WYMAGANIA WSTĘPNE	8
3. USZCZEGÓLOWIONE EFEKTY KSZTAŁCENIA	9
4. MATERIAŁ NAUCZANIA	11
4.1. Zagadnienia ogólne. Podstawy wykorzystania systemów fotowoltaicznych	11
4.2. Ogniwo fotowoltaiczne – struktura i zasada działania	14
4.3. Rodzaje ogniw i modułów fotowoltaicznych	21
4.4. Rodzaje systemów fotowoltaicznych	26
4.5. Elementy i urządzenia instalacji fotowoltaicznej.....	32
4.6. Wybór rozwiązań technicznych	37
4.7. Profil energetyczny konsumentów	43
4.8. Wymiarowanie systemu PV	48
4.9. Podłączenie system PV do sieci	58
4.10. Normy i specyfikacje techniczne związane z grupą tematyczną	64
4.11. Czynniki wpływające na wydajność pracy	69
4.12. Współpraca instalacji fotowoltaicznej z alternatywnymi źródłami energii elektrycznej	76
5. ĆWICZENIA.....	79
5.1. Zagadnienia ogólne. Podstawy wykorzystania systemów fotowoltaicznych – ćwiczenia.....	79
5.2. Ogniwo słoneczne – struktura i zasada działania – ćwiczenia.....	79
5.3. Rodzaje ogniw i modułów fotowoltaicznych – ćwiczenia	80
5.4. Rodzaje systemów fotowoltaicznych – ćwiczenia	80
5.5. Elementy i urządzenia instalacji fotowoltaicznej – ćwiczenia	82
5.6. Wybór rozwiązań technicznych – ćwiczenia	83
5.7. Profil energetyczny konsumentów – ćwiczenia.....	83
5.8. Wymiarowanie systemu PV – ćwiczenia.....	84
5.9. Podłączenie system PV do sieci – ćwiczenia	86
5.10. Normy i specyfikacje techniczne związane z grupą tematyczną – ćwiczenia	87
5.11. Czynniki wpływające na wydajność pracy – ćwiczenia.....	88
5.12. Współpraca instalacji fotowoltaicznej z alternatywnymi źródłami energii elektrycznej – ćwiczenia.....	88
6. SPRAWDZIAN POSTĘPÓW	89
7. SŁOWNIK.....	91
8. LITERATURA	93

1. WPROWADZENIE

Przystępując do nauki wykonywania zadań zawodowych przypisanych trenerowi PV w systemie kształcenia modułowego jako uczestnik szkolenia zdobędziesz niezbędną wiedzę i umiejętności zawodowe zawarte w 2 modułach:

- M1. Planowanie, organizowanie, przeprowadzenie i ocenianie szkolenia zawodowego
- M2. Planowanie, instalacja, modernizacja i konserwacja instalacji fotowoltaicznych.

Każdy moduł jest podzielony na jednostki modułowe zawierające materiał nauczania, pytania sprawdzające, ćwiczenia i sprawdzian postępów.

W opracowaniu przygotowano materiały dla jednostki modułowej **M2.J1. Planowanie montażu instalacji systemów fotowoltaicznych** wchodzącej w skład modułu **M2. Planowanie, instalacja, modernizacja i konserwacja instalacji fotowoltaicznych**.

Przed rozpoczęciem nauki jako uczestnik szkolenia powinieneś zapoznać się z wymaganiami wstępnymi oraz uszczegółowionymi efektami kształcenia, tj. wiedzą, umiejętnościami i postawami, jakich nabędziesz po ukończeniu nauki w ramach danej jednostki modułowej.

W opracowaniu materiału nauczania wykorzystano doświadczenia partnerów projektu w zakresie prowadzenia zajęć dydaktycznych na kursach przygotowujących przyszłych monterów instalacji fotowoltaicznych. Materiał nauczania uzupełniony został szkolenie e-learningowe, w którym zamieszczono m.in. filmy instruktażowe.

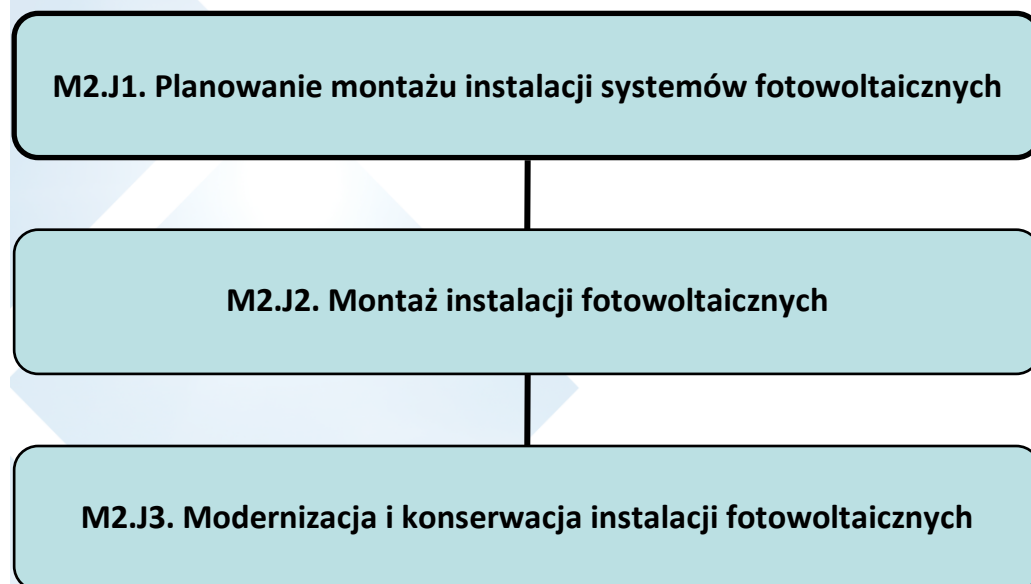
Przed przystąpieniem do wykonywania ćwiczeń sprawdź, czy jesteś do tego odpowiednio przygotowany. W tym celu wykorzystaj pytania sprawdzające zamieszczone po materiale nauczania. Zakończeniem opracowania każdego tematu jest sprawdzian postępów, który pozwoli Ci określić zakres nabytej wiedzy i umiejętności. Jeśli uzyskasz pozytywne wyniki, to będziesz mógł przejść do następnego tematu, jeżeli nie, powinieneś powtórzyć treści niezbędne do określonych umiejętności.

Podstawą do zaliczenia jednostki modułowej jest zaliczenie testu sprawdzającego umieszczonego w wersji e-learningowej.

Uwaga: w przypadku treści kształcenia w których są odniesienia do aktów prawnych, należy pamiętać, że są one aktualne na dzień przygotowania opracowania i muszą podlegać aktualizacji. Przedstawione treści kształcenia w module są zgodne ze stanem prawnym na dzień 15.08.2018 r.

Poradnik został opracowany w ramach projektu „**Training and certification model for photovoltaic trainers with the use of ECVET system (EU-PV-Trainer)**” współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach programu Erasmus+ Cooperation for innovation and the exchange of good practices Strategic Partnership for vocational education and training.

Zamieszczone w poradniku materiały odzwierciedlają jedynie stanowisko ich autorów i Komisja Europejska nie ponosi odpowiedzialności za umieszczoną w nich zawartość merytoryczną.



Schemat układu jednostek modułowych w ramach modułu **M2. Planowanie, instalacja, modernizacja i konserwacja instalacji fotowoltaicznych**

Wykaz jednostek modułowych i orientacyjna liczba godzin dydaktycznych

Nazwa modułu	Nazwa jednostki modułowej	Przewidziana liczba godzin dydaktycznych
M2. Planowanie, instalacja, modernizacja i konserwacja instalacji fotowoltaicznych	M2.J1. Planowanie montażu instalacji systemów fotowoltaicznych	28
	M2.J2. Montaż instalacji fotowoltaicznych	20
	M2.J3. Modernizacja i konserwacja instalacji fotowoltaicznych	16
	<i>Razem:</i>	64

2. WYMAGANIA WSTĘPNE

Przystępując do realizacji programu jednostki modułowej **M2.J1. Planowanie montażu instalacji systemów fotowoltaicznych** wchodzącej w skład modułu **M2. Planowanie, instalacja, modernizacja i konserwacja instalacji fotowoltaicznych**, powinieneś umieć:

- korzystać z różnych źródeł informacji,
- określać własne prawa i obowiązki,
- rozpoznawać podstawowe akty prawne,
- uczestniczyć w dyskusji, prezentacji i obronie własnego stanowiska,
- poczuwać się do odpowiedzialności za zdrowie (życie) własne i innych,
- stosować podstawowe zasady etyczne (rzetelnej pracy, punktualności, dotrzymania danego słowa, uczciwości, odpowiedzialności za skutki, prawdomówności),
- współpracować w grupie z uwzględnieniem podziału zadań,
- obsługiwać komputer na poziomie podstawowym.

3. USZCZEGÓLOWIONE EFEKTY KSZTAŁCENIA

M2.J1. Planowanie montażu instalacji systemów fotowoltaicznych

Słuchacz po zrealizowaniu zajęć w ramach jednostki modułowej osiągnie następujące efekty kształcenia:

Wiedza (zna i rozumie):	Umiejętności (potrafi):
– Historia i perspektywy rozwoju fotowoltaiki w Europie i na świecie. – Korzyści ekonomiczne, środowiskowe, społeczne stosowania fotowoltaiki. – Przepisy krajowe oraz normy dotyczące stosowania i wykorzystania fotowoltaiki. – Przepisy dotyczące bezpieczeństwa i higieny pracy, ochrony przeciwpożarowej oraz środowiska stosowane w czasie instalowania – identyfikacja zagrożeń. – Przykładowe systemy certyfikacji wyrobów (np. Solar Keymark). – Podstawowe terminy i definicje w zakresie systemów fotowoltaicznych. – Podstawa wiedza z zakresu instalacji elektrycznych niskiego napięcia i instalacji fotowoltaicznych (General electrical engineering related to solar photovoltaic installations). – Dokumentacja projektowa. – Ogniwo słoneczne – budowa i zasady działania. – Rodzaje ogniw i modułów fotowoltaicznych. – Rodzaje systemów fotowoltaicznych. – Urządzenia i elementy systemów fotowoltaicznych. – Wybór rozwiązań technicznych. – Profile energetyczne odbiorników. – Wymiarowanie systemu. – Podłączanie systemu fotowoltaicznego do sieci energetycznej. – Normy oraz specyfikacje techniczne związane z grupą tematyczną. – Charakterystyki prądowo-napięciowe modułów. – Czynniki mające wpływ na wydajność pracy. – Współpraca instalacji fotowoltaicznej z alternatywnymi źródłami energii elektrycznej.	– Posługiwać się dokumentacją projektową oraz materiałami technicznymi (instrukcje obsługi, DTR itp.). – Łączyć ogniwa w moduły oraz modułów w zestawy. – Wykonywać pomiar parametrów ogniwa/modułu słonecznego w warunkach standardowych (STC). – Dobierać rodzaj i moc modułów fotowoltaicznych, konfigurować generator fotowoltaiczny. – Dobierać wymagane przekroje przewodów połączeniowych. – Charakteryzować wymagania dla instalacji odgromowej, uziomowej (uziemia) i systemu (instalacji) ograniczania przepięć. – Obliczać powierzchnię systemu i wielkości znamionowe systemu, niezbędnych podsystemów i urządzeń oraz odpowiedniego osprzętu. – Dobierać falownik/inwerter jako przetwornik energii; funkcje bezpieczeństwa falownika/inwertera; wskazywać sprawność falownika/inwertera. – Dopasowywać generator do falownika/inwertera. – Oceniać pracę systemu – analizować wskaźniki jakości.

Kompetencje społeczne:

- Ponosi odpowiedzialność za pracę własną.
- Stanowi dla innych przykład profesjonalnego zachowania.
- Proponuje alternatywne rozwiązania w celu poprawy efektów pracy.
- Utrzymuje stanowisko pracy w porządku i czystości.
- Uczestniczy i współpracuje z innymi członkami zespołu.
- Interpretuj i wykonuj swoją pracę zgodnie z instrukcjami i przepisami.



4. MATERIAŁ NAUCZANIA

4.1. Zagadnienia ogólne. Podstawy wykorzystania systemów fotowoltaicznych

Historia fotowoltaiki

Fotowoltaika ma długą historię, która rozpoczęła się w 1839 roku od obserwacji poczynionych przez Edmonda Becquerela, syna Antoniego Cezara Becquerela oraz ojca Henriego Becquerela, obu będących znanymi fizykami. Becquerel zauważył, że jeśli dwie platynowe elektrody umieścić w roztworze i wystawić na działanie światła słonecznego, następuje przepływ prądu. Ten efekt był bardzo niewielki i nie miał praktycznego znaczenia w obecnym czasie, jednakże nie został zapomniany.

Nazwy fotowoltaiczny po raz pierwszy formalnie użył A. Einstein w pracy z 1905 roku wydanej w czasopiśmie *Annalen der Physik* pod tytułem „*On a Heuristic Viewpoint Concerning the Production and Transformation of Light*”. Wy tłumaczył on efekt fotoelektryczny zewnętrzny jako emisję elektronów z powierzchni metalu poprzez wykonanie przez nie pracy wyjścia pod wpływem padającego promieniowania korpuskularnego o odpowiedniej długości fali. Fotowoltaika jest więc działem nauki i techniki zajmującym się badaniem procesu bezpośredniego przetwarzania energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną. Pierwsze ogniwo słoneczne zostało zbudowane w 1954 roku w Bell Laboratories w Murray Hill, USA, przez badaczy Chapina, Fullera i Pearsona. Ogniwo słoneczne osiągnęło sprawność 6%, która w niedługim czasie została poprawiona i wzrosła do 10%. W tych czasach najważniejszym zastosowaniem ogniw słonecznych była technologia kosmiczna. Początkiem był rok 1958, kiedy pierwsze 108 ogniw zostało zainstalowanych na satelicie Vanguard. Rezultaty przeszły najśmielsze oczekiwania, ogniwa zaopatrywały satelitę w energię elektryczną znacznie dłużej, niż pierwotnie zakładano. Pozwoliło to na rozwój ograniczonego rynku ogniw fotowoltaicznych, jednakże odznaczającego się wysoką jakością.

Z uwagi na wysoki koszt, zastosowania fotowoltaiki na Ziemi były przez długi czas odrzucane, jako nierealne. Jednak korzyści z niej płynące fascynowały naukowców i opinię publiczną, tak więc badania nad nimi nigdy nie zostały w pełni zarzucone. Krok po kroku, ogniwa słoneczne trafiły do zastosowań autonomicznych, w układach zasilania niezależnych od sieci. Zaczęło się od kalkulatorów i zegarków, a następnie wykorzystano je w większych urządzeniach, takich jak parkometry. Z nadejściem pierwszego kryzysu paliwowego w 1973 roku, zaczęto zastanawiać się nad wykorzystaniem ogniw słonecznych na Ziemi, a niedługo potem uruchomiono zakłady produkcji krzemowych ogniw i modułów. Na początku lat 80-tych, światowy obrót ogniwami słonecznymi był na poziomie poniżej 20 MWp/rok. W 2008 roku roczny obrót ogniwami słonecznymi osiągał ponad 7000 MWp. Stanowi to 400-krotny wzrost na przestrzeni jedynie 27 lat. W 2017 r. całkowita moc zainstalowanych systemów PV wynosiła 40 GW. Kluczową rolę w rozwoju fotowoltaiki odegrała promocja rynku energii słonecznej, która rozpoczęła się w roku 1990 od programu 1000 Dachów w Niemczech. Program odniósł ogromny sukces i został następnie przyjęty do realizacji w wielu krajach.

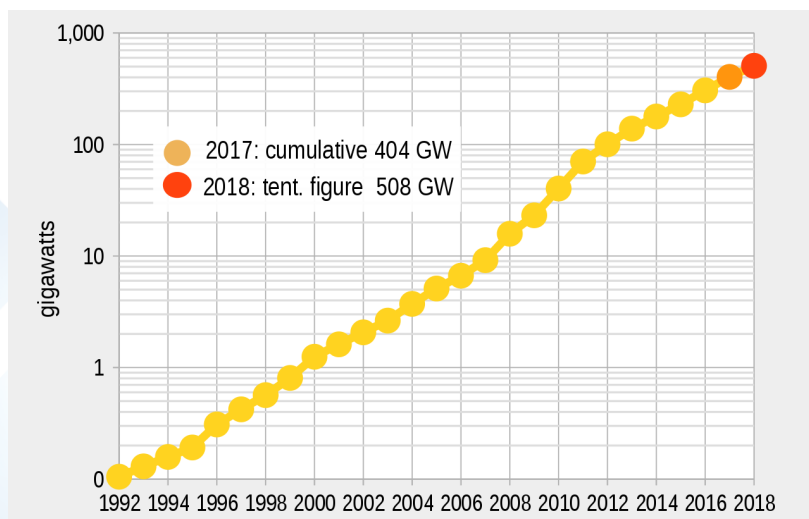
Niedługo potem na przełomie lat 1998-1999, wprowadzono program 100 tys. dachów, a Ustawa o Energii Odnawialnej (EEG) weszła w życie w 2004 roku. EEG okazała się być najbardziej odpowiednim narzędziem promowania fotowoltaiki. Rynek odnotował dynamiczny wzrost.

Przez wiele dziesięcioleci podejmowano wysiłki mające na celu zastąpienie krzemu innymi materiałami. Poszukiwane są materiały o wysokiej absorpcji światła, co ma na celu uczynienie ogniw cieńszymi i tańszymi. Rezultatem tych poszukiwań są ogniwa cienkowarstwowe, które są 100-krotnie cieńsze, niż te z krzemu krystalicznego. Pierwsze ogniwo słoneczne zostało wykonane z krzemu amorficznego już w 1976 roku przez Davida Carlsona i Chrisa Wronskiego. Jednakże wysokie oczekiwania pokładane, w latach 80tych, w tym materiale nie spełniły się. Kolejnym materiałem cienkowarstwowym, który wciąż jest we wczesnym stadium wdrożenia rynkowego, jest CIS (diselenek indowo-miedziawy), znany także jako CIGS, jeśli zawiera dodatek galu). Ogniwa te charakteryzują się wysoką stabilnością i osiągają, przynajmniej w laboratorium, wysokie sprawności. Innym materiałem cienkowarstwowym, z którego dziś produkowane są ogniwa słoneczne jest tellurek kadmu (CdTe). Na rynku pojawiły się także tzw. mikromorficzne ogniwa fotowoltaiczne (struktura z amorficznego i mikrokryształicznego krzemu).

Polami zastosowania niezależnych od sieci systemów PV są zwykle systemy autonomiczne w krajach rozwijających się, wypoczynek (kemping, żeglarstwo itp.), systemy telekomunikacyjne, a także systemy hybrydowe PV/olej napędowy. Nie należy niedoceniać roli jaką odgrywają ogniwa fotowoltaiczne w produktach konsumenckich (zegarki, zabawki itp.). W przeszłości, systemy fotowoltaiczne były prawie wyłącznie montowane na istniejących dachach, więc uważane były za elementy dodatkowe. Jednakże, od kilku lat dostępne są produkty fotowoltaiczne, które mogą być stosowane bezpośrednio jako pokrycia dachowe, a zatem stanowią one integralną część dachu. Istnieją także komponenty PV w postaci okien mansardowych. Ponadto, wszyscy główni producenci szkła oferują elementy fotowoltaiczne, które mogą być w łatwy sposób zintegrowane z ciepłymi lub wentylowanymi fasadami.

W dzisiejszym świecie dochodzi do zmiany priorytetów energetycznych. Nowe technologie, czystsze, szybsze w instalacji i bardziej dostosowane do lokalnych potrzeb, wzbudzają zainteresowanie inwestorów oraz władz lokalnych, powoli konkurując ze zmonopolizowanym i scentralizowanym sektorem energetycznym. Przy porównywaniu różnych opcji energetycznych koszty ekonomiczne stopniowo przestają być decydującym kryterium – coraz bardziej liczą się czynniki, których wartość ekonomiczna jest trudna do obliczenia wprost, takie jak np. niezależność energetyczna, dywersyfikacja źródeł energii czy stabilność dostaw. Jest to szczególnie ważne w obliczu możliwości wystąpienia kolejnych kryzysów energetycznych.

W ciągu roku 2017 zainstalowano na świecie prawie 100 GW mocy, co było kolejnym rekordowym rokiem dla światowej fotowoltaiki. Całkowita zainstalowana moc PV wyniosła 400 GW na koniec roku 2017, co stanowi wzrost o 25% w porównaniu do roku 2016. W 2017 roku nowych instalacji PV powstało w Europie 9,2 MW,



Rys. 1. Wzrost mocy instalacji PV w latach 1992–2018

Gdzie: *Exponential Growth of Solar PV (in GW)* – Wykładniczy wzrost mocy instalacji PV (w GW); Gigawatts – gigawaty; 2017: cumulative 404 GW – 2017: zainstalowano 404 GW; 2018: tent. figure 508 GW – 2018: prognoza 508 GW.

Źródło:

https://en.wikipedia.org/wiki/Growth_of_photovoltaics#/media/File:PV_cume_semi_log_chart_2014_estimate.svg [dostęp: 20.06.2018]

Zalety systemów fotowoltaicznych:

- Korzystają z pierwotnego źródła energii słonecznej.
- Słońce jest dostępne we wszystkich regionach świata.
- Modułowa konstrukcja pozwala na zbudowanie systemów produkujących od miliwatów (mW) w produktach konsumenckich do gigawatów (GW) w elektrowniach na skalę przemysłową.
- Podczas pracy wytwarzają energię elektryczną bez emisji szkodliwych gazów do atmosfery i bez wytwarzania odpadów.
- Nie wymagają praktycznie żadnej konserwacji.
- Ciche podczas pracy.
- Nie wymagają wody do wytwarzania elektryczności.
- Pozostawiają ślad węglowy 10 razy mniejszy niż konwencjonalne metody wytwarzania energii.
- Zwrotu kosztów w zależności od technologii i lokalizacji może wynosić nawet od 0,5 do 1,5 roku.
- Czas eksploatacji ponad 30 lat.

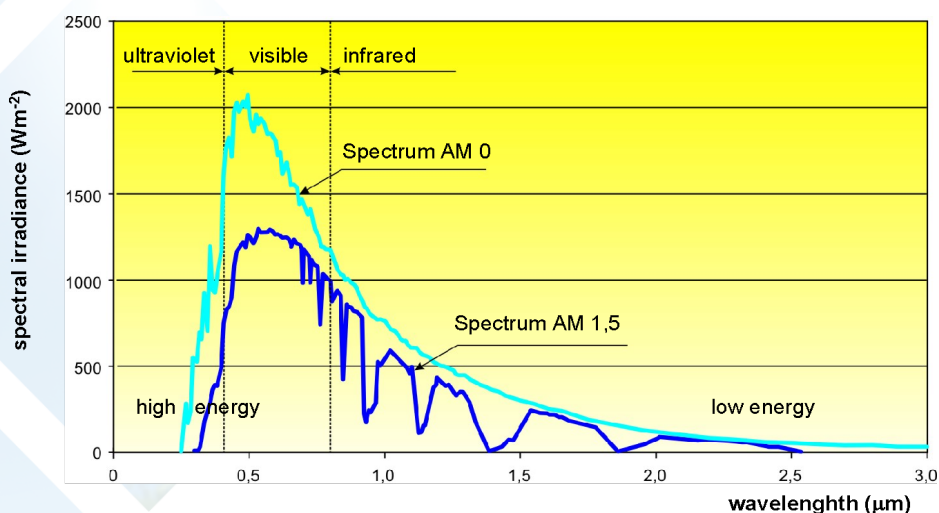
Fotowoltaika w systemach rozproszonej generacji energii

Liberalizacja europejskiego rynku energii oznacza, że w sektorze energetycznym będzie większa konkurencja w dziedzinie wytwarzania dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej. Dzięki otwartemu dostępowi do sieci energetycznych na rynku pojawią się nowi gracze. Wzmocnią oni obecny trend do zwiększania udziału rozproszonej generacji energii. W tym procesie systemy fotowoltaiczne mogą stać się znaczącą częścią infrastruktury energetycznej.

4.2. Ogniwo fotowoltaiczne – struktura i zasada działania

Zastosowanie energii słonecznej

Obecnie jednym z najważniejszych zadań dla ludzkości jest opracowanie strategii i systemów zapewniających energię w sposób ekologiczny. Z dzisiejszej perspektywy tylko odnawialne źródła energii, takie jak słońce i wiatr, spełniają wszystkie warunki, które stawia przed nami przyszłość. Ponadto te źródła energii są niewyczerpane, podczas gdy eksploatacja rezerw paliw kopalnych jest ograniczona w czasie.



Rys. 1. Spektralna irradancja Słońca

Gdzie: spectral irradiance (Wm^{-2}) – widmo promieniowania (Wm^{-2}); ultraviolet – ultrafiolet; visible – widmo widoczne; infrared – podczerwień; Spectrum AM 0 – Spektrum AM 0; Spectrum AM 1,5 – Spektrum AM 1,5; High energy – niska energia; Low energy – wysoka energia; Wavelength (μm) – długość fali (μm).

Źródło: Fraunhofer ISE, Freiburg, Germany; Solarpraxis AG, Berlin, Germany.

Promieniowanie słoneczne na powierzchni ziemi

Natężenie promieniowania zmienia się w zależności od pory dnia, roku i warunków pogodowych. Natężenie promieniowania jest mierzone w watach lub kilowatach na metr kwadratowy [Wm^{-2} , kWm^{-2}]. Energia promieniowania, tj. moc zintegrowana w pewnym okresie czasu, podawana jest w watogodzinach (także kilowatogodzinach, dżulach) na metr kwadratowy. Należy zauważyć, że w powszechnym użyciu termin „promieniowanie” stosuje się zarówno do natężenia promieniowania, jak i energii.

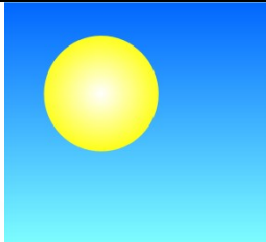
Natężenie promieniowania poza atmosferą ziemską wynosi od 1325 do 1420 Wm^{-2} . Średnią wartość promieniowania pozaziemskiego nazywamy stałą słoneczną.

$$\text{stała słoneczna: } E_0 = 1367 \text{ kWm}^{-2}$$

Odbicie, rozpraszanie i absorpcja przez atmosferę zmniejszają wartość stałej słonecznej o około 30%. W efekcie około 1000 Wm^{-2} promieniowania pada na powierzchnię Ziemi w południe, kiedy niebo jest bezchmurne.

Tak zwane promieniowanie globalne składa się z dwóch komponentów, promieniowania bezpośredniego i rozproszonego. Bezpośrednie promieniowanie (lub wiązka) pochodzi bezpośrednio ze słońca. Promieniowanie rozproszone pada ze wszystkich kierunków nieba. Możemy je obserwować w słoneczne dni jako błękitne niebo. Przy całkowicie zachmurzonym niebie, tylko promieniowanie rozproszone dociera do powierzchni ziemi.

Table 1. Radiation intensity for various weather conditions
(Image: Fraunhofer ISE, Freiburg, Germany; Solarpraxis AG, Berlin, Germany).

Niebo			
Pogoda	Błękitne niebo	Zamglone / pochmurne niebo, słońce widoczne jako biało-żółty dysk	Zachmurzone niebo, szary dzień
Promieniowanie globalne	600 – 1000 Wm ⁻²	200 – 400 Wm ⁻²	50 – 150 Wm ⁻²
Promieniowanie rozproszone	10 – 20%	20 – 80%	80 – 100%

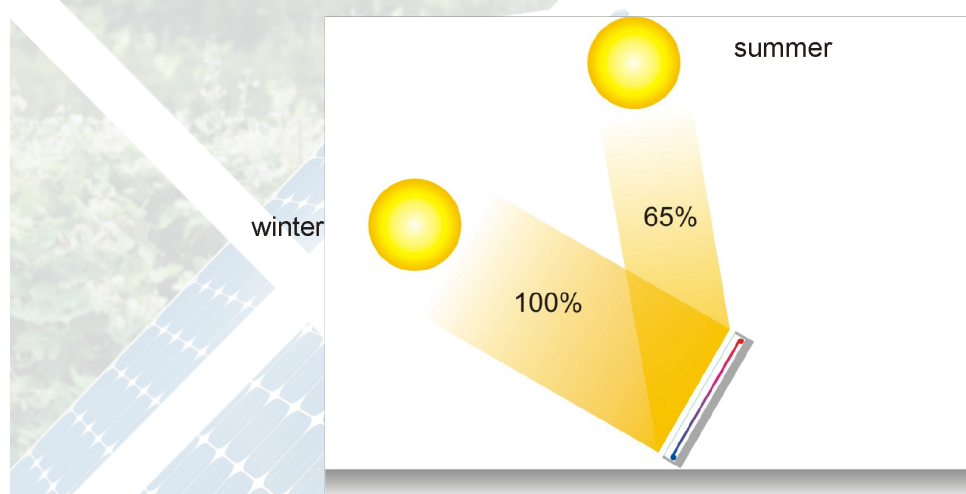
Źródło: Fraunhofer ISE, Freiburg, Germany; Solarpraxis AG, Berlin, Germany.

Roczny rozkład i całkowita ilość energii słonecznej są określone przez czynniki klimatyczne i meteorologiczne, które zależą od lokalizacji i pory roku. Te różnice w pogodzie nad ziemią wynikają ze zmian w ciągu roku położenia słońca i długości światła dziennego, które z kolei są spowodowane nachyleniem osi Ziemi względem jej orbity wokół Słońca.

W słonecznych regionach, takich jak pustynie w Afryce lub południowej części USA, średnio dwa razy więcej energii jest dostępne niż w Europie Środkowej.

Istnieją różnice w dystrybucji energii w ciągu roku. W Europie Środkowej ilość dni słonecznych w miesiącach od listopada do stycznia jest około pięć razy mniejsza niż w miesiącach letnich.

Optymalne wykorzystanie bezpośredniego promieniowania jest osiągane tylko wtedy, gdy powierzchnia odbiornika jest zawsze prostopadła do padającego promieniowania. Im bardziej skośny kąt padania, tym mniejsza jest ilość użytecznej energii. W Europie Środkowej, ponieważ słońce jest nisko na niebie zimą nawet w południe, duży kąt pochylenia jest korzystny, podczas gdy latem mały kąt pochylenia jest lepszy (rys. 2).



Rys. 2. Kąt padania promieni słonecznych zimą (winter) i latem (summer) na pochylony odbiornik

Źródło: Fraunhofer ISE, Freiburg, Germany; Solarpraxis AG, Berlin, Germany.

Tak zwane odbiorniki śledzące, dla których orientacja i pochylenie mogą być ustawiane w sposób ciągły tak, aby zawsze wskazywały na słońce, są uzasadnione tylko w regionach klimatycznych, w których bezpośrednia frakcja promieniowania jest bardzo wysoka, np. na pustyniach. Chociaż śledzenie zwiększa również ilość otrzymywanej energii w Europie Środkowej (o około 30%), jej wartość jest dyskusyjna, ponieważ wymaga znacznych nakładów finansowych na rozwiązania techniczne.

W przypadku stacjonarnego montażu odbiornika optymalny kąt nachylenia zależy od warunków pracy systemu (tabela 2).

Tabela 2. Kąt nachylenia odbiornika dla różnych warunków (w Europie Środkowej)

Warunki	Kąt
Maksymalna całkowita roczna wydajność energetyczna	30°
Optymalizacja na miesiące zimowe	60°
Dobra wydajność wiosną i jesienią	45°

Te wartości zależą od lokalizacji; im bliżej równika, tym mniejszy jest optymalny kąt nachylenia.

Optyczna masa atmosfery – air mass (AM) – długość drogi poprzez atmosferę ziemską pokonywana przez wiązkę optyczną bezpośredniego promieniowania słonecznego, wyrażona jako wielokrotność drogi pokonywanej do punktu na poziomie morza, przy Słońcu w zenicie. AM określa wzór:

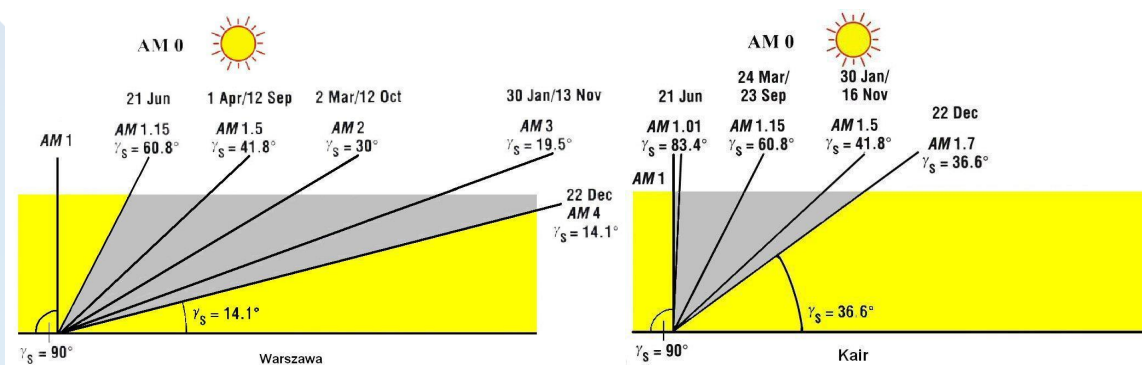
$$AM = \frac{P}{P_0} \cdot \frac{1}{\sin \theta}$$

gdzie:

P – miejscowe ciśnienie atmosferyczne (Pa),
 $P_0 = 1,013 \cdot 10^5$ Pa (ciśnienie normalne),
 θ – kąt wzniesienia Słońca.

Wartość AM jest równa 1 (**AM 1**) na poziomie morza, przy bezchmurnym niebie, kiedy Słońce znajduje się w zenicie i ciśnienie atmosferyczne $P = 1,013 \cdot 10^5$ Pa (IEC 60904-3).

Jeżeli Słońce jest prostopadle ustawione do powierzchni Ziemi, światło słoneczne przechodzi przez optyczną masę atmosfery (**AM – air mass**) tylko raz. Taki stan ma symbol AM 1. W innych przypadkach, droga promieniowania słonecznego przez atmosferę jest dłuższa. Ta droga zależy od tego jak wysoko znajduje się słońce. AM 2 pokazuje, że droga światła słonecznego przez atmosferę jest dwa razy dłuższa niż przy AM 1. Tak jest w przypadku, gdy Słońce znajduje się pod kątem 30° nad horyzontem ($\gamma_s = 30^\circ$).



Rys. 3. Droga promieniowania w zależności od kąta wejścia promieni w atmosferę dla Warszawy i Kairu

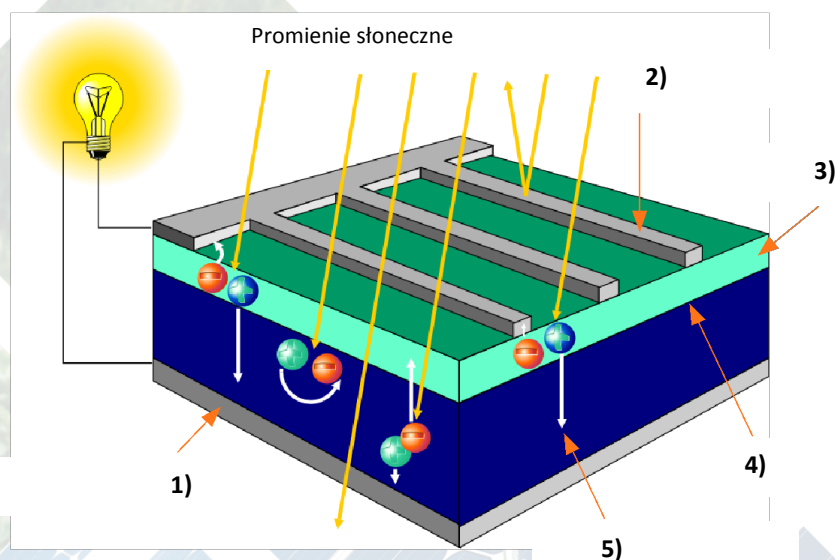
Technologie ogniw słonecznych i ich właściwości

„Ogniwo słoneczne” oznacza urządzenie, które pod wpływem promieniowania świetlnego działa jako generator energii elektrycznej. Możliwych jest wiele rodzajów ogniw słonecznych, ale najbardziej popularną wersją jest komórka oparta na krzemowej diodzie półprzewodnikowej. Zostało wynalezione 50 lat temu, w 1954 roku.

Ogólne aspekty i definicje

Ogniwa słoneczne przekształcają światło w energię elektryczną. Bardzo ogólnie jest to proces trzystopniowy, który można wyjaśnić za pomocą rys. 4:

- **Absorpcja światła**, dostarczanie elektronów w stanie wzbudzonym.
- **Lokalnie rozdzielanie ładunków** dodatnich i ujemnych.
- **Przewodzenie ładunków** do zewnętrznego obwodu.



Rys. 4. Przekrój krystalicznego ogniwa słonecznego z krzemu, gdzie: 1) positive electrode – elektroda dodatnia, 2) negative electrode – elektroda ujemna, 3) krzem typu n, 4) złącze p-n, 5) krzem typu p.

Źródło: Solarpraxis AG, Berlin, Germany.

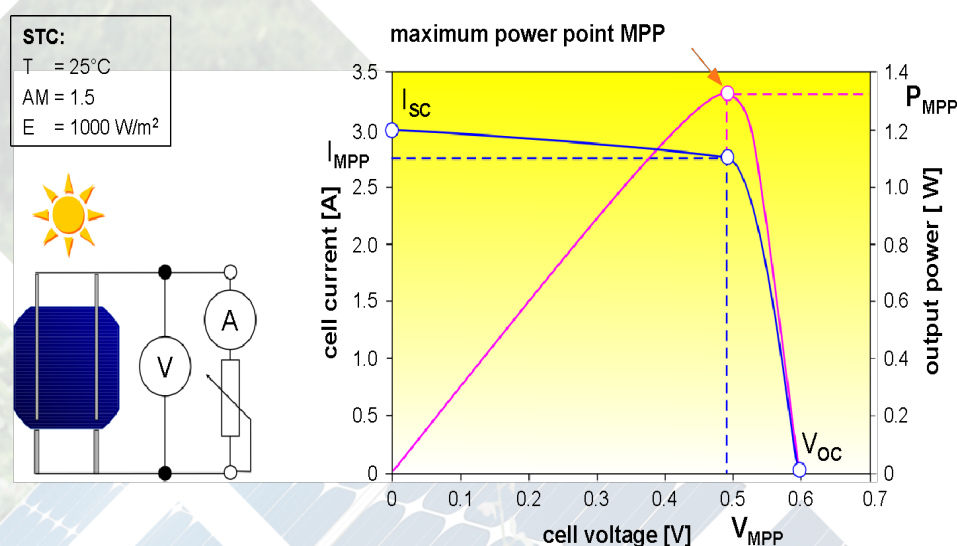
Absorpcja: W większości przypadków absorber jest *półprzewodnikiem*, a zastosowane przejścia to przejścia między pasmami. Stan wzbudzony obejmuje elektron w paśmie przewodzenia i otwór w paśmie walencyjnym.

Separacja ładunku: Elektrony i dziury w półprzewodnikach są rozdzielane przez dyfuzję lub dryf nośników ładunku w reżimie ładunku przestrzennego połączenia p-n lub w hetero złączu dwóch materiałów.

Przewodzenie ładunków: Separacja ładunku prowadzi do wytworzenia napięcia między obiema stronami ogniwa słonecznego. Aby przewodzić ładunki do zewnętrznego obwodu, należy zastosować styki. Nie zawsze jest to łatwe, ponieważ styki powinny mieć bardzo niską rezystancję, aby uniknąć strat elektrycznych w urządzeniu. Jest oczywiste, że co najmniej jeden ze styków musi mieć wysoką przepuszczalność optyczną, aby światło docierało do absorbera wewnątrz urządzenia. Jednym ze sposobów jest użycie cienkich tlenków przewodzących (TCO) jako styków przezroczystych, drugą techniką jest użycie małych metalowych palców („siatki”) na wierzchu komórki, tolerujących pewne cienie (od 4 do 7%).

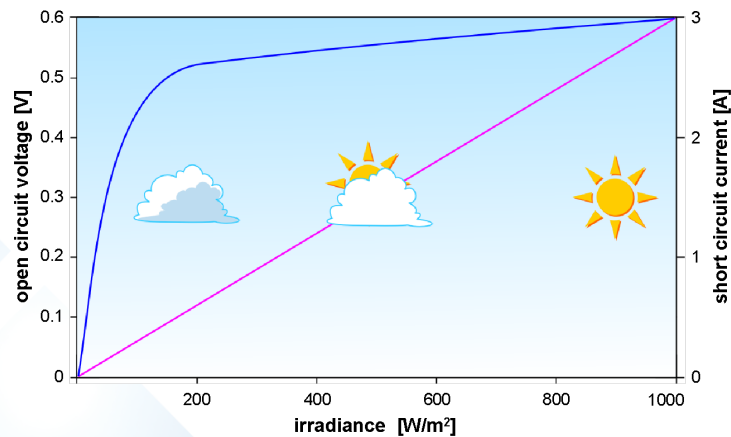
Ogniwo słoneczne jako generator energii

Ponieważ ogniwo słoneczne ma dostarczać najwyższą możliwą ilość energii elektrycznej (na pewnym poziomie padającego światła), warto przeanalizować charakterystykę I-V w odniesieniu do mocy, którą można wydobyć. Jeśli punkt pracy ogniwa słonecznego zostanie przesunięty wzdłuż krzywej charakterystycznej I-V (poprzez zmianę zewnętrznego rezystora obciążenia), moc elektryczna wytworzona w zewnętrznym obciążeniu może zostać znaleziona przez pomnożenie prądu przez napięcie w punkcie pracy. Zostało to zrobione na wykresie na rysunku 5. Moc, którą można wydobyć, przechodzi przez maksimum w określonym punkcie, *maksymalnym punkcie mocy* (MPP). Charakteryzuje się P_{MPP} , maksymalną *mocą*, I_{MPP} , *prądem* przy maksymalnej mocy i V_{MPP} , *napięciem* przy maksymalnej mocy.



Rys. 5. Moc generowana przez ogniwo słoneczne w zależności od punktu pracy
 Gdzie: Cell current [A] – natężenie prądu [A]; Cell voltage [V] – Napięcie prądu [V]; Maximum power point MPP – maksymalny punkt mocy MPP; Output power [W] – Moc wyjściowa [W].

Źródło: Solarpraxis AG, Berlin, Germany.



Rys. 6. Zależność V_{OC} i I_{SC} od natężenia światła

Gdzie:

Open circuit voltage [V] – Napięcie w obwodzie otwartym [V];

Irradiance [W/m^2] – Promieniowanie [W/m^2];

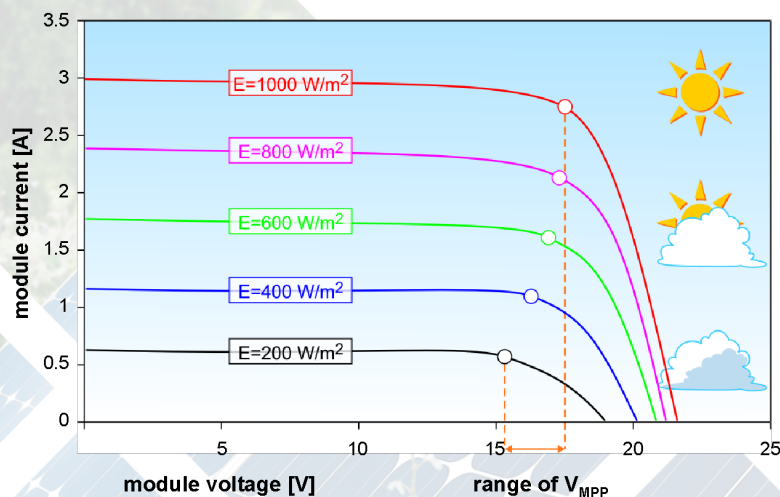
Short circuit current [A] – Prąd zwarcia [A].

Źródło: Solarpraxis AG, Berlin, Germany.

Wszystkie parametry elektryczne ogniwa słonecznego zależą od natężenia i widma światła oraz temperatury ogniwa słonecznego. Zależność prądu od napięcia na poziomie oświetlenia przedstawiono na rysunku 6. Podczas gdy prąd komórki jest liniowo zależny od natężenia oświetlenia, napięcie i MPP nie są, a zatem opis zachowania komórki przy różnym oświetleniu poziom jest skomplikowany.

Dla różnych poziomów natężenia napromienienia, ale stałej temperatury ogniwa, prowadzi to do uzyskania szeregu charakterystycznych krzywych, jak pokazano na rysunku 7.

Jak widać, prąd zwarcia jest prosty proporcjonalny z rosnącym natężeniem promieniowania, a krzywe charakterystyczne są przesunięte równolegle. Napięcie w obwodzie otwartym zmienia się tylko nieznacznie przy różnych wartościach natężenia promieniowania. W rezultacie napięcie MPP zmienia się w niewielkim zakresie.

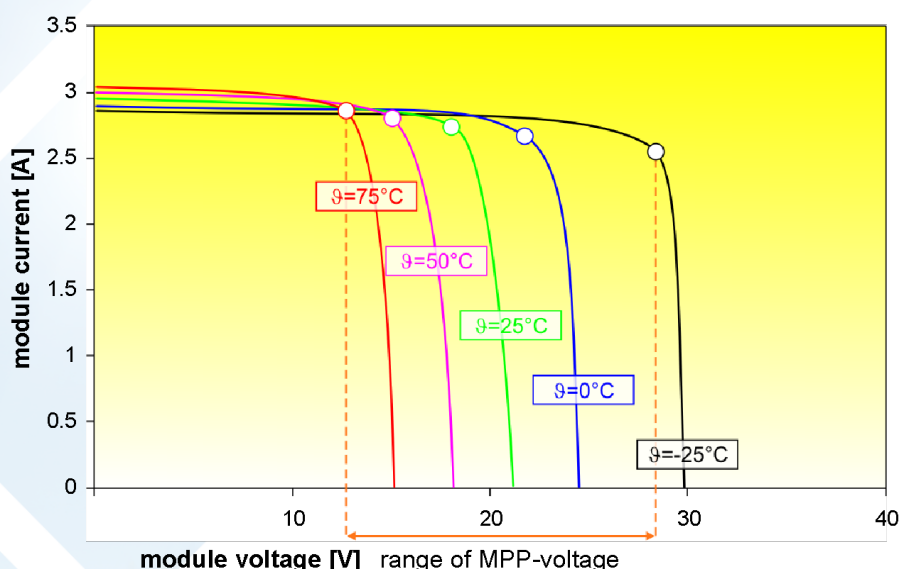


Rys. 7. Krzywe I-V modułu krzemu krystalicznego przy różnych poziomach natężenia promieniowania przy stałej temperaturze

Gdzie: Module current [A] – Prąd modułu [A]; Module voltage [V] – Napięcie modułu [V]; Range of V_{MPP} – Zmiana V_{MPP} .

Źródło: Solarpraxis AG, Berlin, Germany.

Większość właściwości półprzewodników jest silnie zależna od temperatury – dlatego też prąd zwarcia, napięcie w obwodzie otwartym, jak również moc maksymalna i prąd oraz napięcie przylegające są również zależne od temperatury. Należy to wziąć pod uwagę przy obliczaniu wydajności energetycznej generatora słonecznego lub przy wyborze modułu PV do ładowania akumulatora w ekstremalnych warunkach klimatycznych.



Rys. 8. Krzywe I-V modułu krystalicznego krzemu dla różnych temperatur komórek przy stałym natężeniu promieniowania

Gdzie: Module current [A] – Prąd modułu [A]; Module voltage [V] – Napięcie modułu [V]; Range of V_{MPP} – Zmiana V_{MPP} .

Źródło: Solarpraxis AG, Berlin, Germany.

Wydajność ogniw słonecznych i ich pomiar

„Sprawność” (η) jest najważniejszą właściwością ogniwa słonecznego. Opisuje, która część padającego światła jest przekształcana w energię elektryczną. Definicja jest prosta:

$$\eta = \text{wygenerowana maksymalna moc elektryczna} / \text{moc padającego światła}$$

Podczas pomiaru parametrów ogniwa słonecznego muszą być znane trzy warunki: temperatura, poziom oświetlenia, widmo światła. Ponieważ porównanie ogniw słonecznych powinno być możliwe na całym świecie, zdefiniowano **standardowe warunki testowe (STC)**, które są akceptowane przez wszystkie instytucje, które charakteryzują i certyfikują ogniwa słoneczne. Parametry STC:

Temperatura:	25°C
Poziom oświetlenia:	1.000 W/m ²
Widmo światła:	Masa powietrza AM1.5

Moc maksymalna (w MPP) mierzona w warunkach STC nazywana jest *mocą szczytową*, a jednostką *peak-Watt* (W_p).

Materiały i technologie ogniw słonecznych

Wiele materiałów półprzewodnikowych można wykorzystać do wytwarzania ogniw słonecznych, podstawowego urządzenia do wytwarzania energii elektrycznej fotowoltaicznej. Obecnie wiele rodzajów materiałów, struktur urządzeń i technologii produkcji jest w trakcie opracowywania, a minie trochę czasu, zanim kilka najbardziej dochodowych wersji pozostanie na rynku.

Do oceny różnych technologii należy wziąć pod uwagę szereg kryteriów. Najważniejsze to:

- możliwość uzyskania wysokiej sprawności,
- dostępność wykorzystywanych materiałów,
- akceptowalny koszt materiałów,
- możliwość implementacji tanich technik w procesie produkcji masowej,
- wieloletnia (liczona w dekadach) stabilność elementów,
- kompatybilność produktów oraz technologii ich produkcji z wymogami środowiskowymi.

4.3. Rodzaje ogniw i modułów fotowoltaicznych

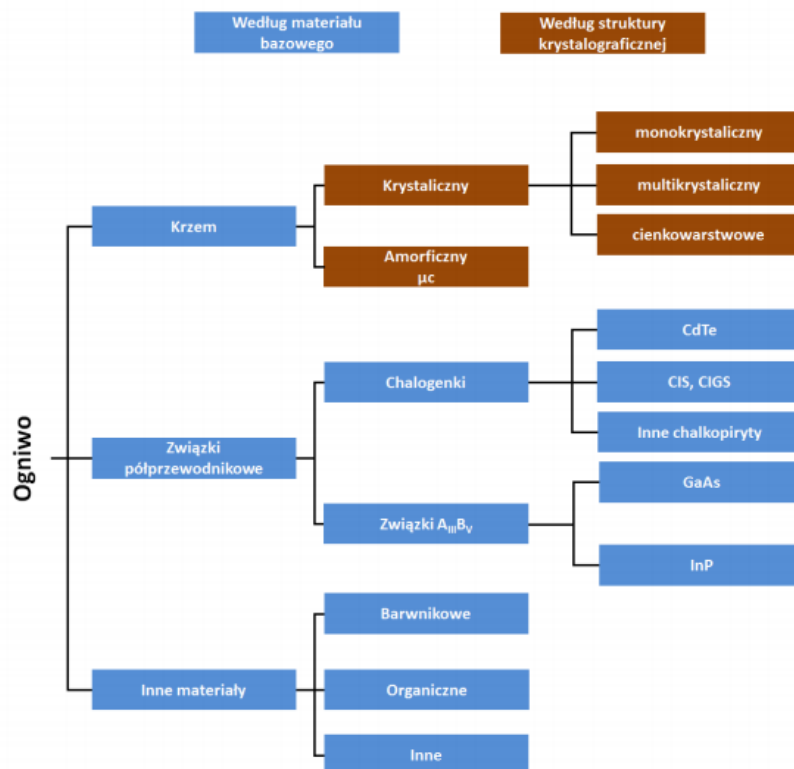
Od prawie pięciu dekad ludzie szukają optymalnego materiału na ogniwa słoneczne. Przetestowano setki materiałów, ale pozostało tylko kilka klas materiałów, wykazujących dobre właściwości fotoelektryczne i jednocześnie dobrą wydajność.

Krystaliczne komórki krzemu

Jak wspomniano wcześniej, krzem pozostaje najważniejszym materiałem dla ogniw słonecznych. Krzem wytwarzany jest w ogromnych ilościach do zastosowań w metalurgii, a o wysokiej czystości stanowi podstawę większości urządzeń elektronicznych i mikroelektronicznych.

Zalety i wady:

- dobrze rozwinięte technologie oparte na powszechnym przetwarzaniu półprzewodników,
- dobre wydajności uzyskane w produkcji,
- doskonała wydajność – powyżej 24% uzyskana w laboratorium,
- bardzo stabilna wydajność,
- nieograniczone źródło materiału wejściowego,
- przyjazne dla środowiska,
- ze względu na niski współczynnik absorpcji ($> 100\mu\text{m}$), dość dobre warstwy są potrzebne dla dobrej wydajności,
- wymóg dużych ilości drogiego krzemu o wysokiej czystości jest głównym czynnikiem kosztowym.



Rys. 1. Materiały stosowane do wytwarzania ogniw PV

Źródło: http://info.ifpan.edu.pl/rn_ifpan/Pietruszka-doktorat.pdf [dostęp: 20.06.2018]

Monokrystaliczne krzemowe ogniwa PV

Okrągłe kryształy krzemu są hodowane metodą Czochralskiego (Cz-Si) ze stopu wychodzącego z małego kryształu zaszczepiającego i ciągnącego rosnący kryształ z powierzchni stopu. Przemysł jest w stanie dostarczyć kryształy o średnicy do 30 cm i długości ponad jednego metra. Okrągły kryształ jest cięty na kwadratowy pręt, a następnie cięty wieloprzewodowymi piłami na wafle o grubości około 0,3 mm.

Zalety i wady:

- monokryształy mają doskonałe właściwości, ale są stosunkowo drogie,
- dobra efektywność (14 – 17,5%).

Polikrystaliczne krzemowe ogniwa PV

Jeśli stopiony krzem w tyglu zostanie schłodzony, to krzepnie w gruboziarnistą strukturę „wielokrystaliczną” (mc-Si), inaczej polikrystaliczną z dużymi ziarnami w zakresie od mm do cm.

Technologie wytwarzania ogniw słonecznych są dość podobne do technologii stosowanych do płytek monokrystalicznych, ale ze względu na nieco gorszą jakość materiałów uzyskane wydajności ogniw są mniejsze. Ponieważ płytki mc-Si są tańsze niż te z monokryształów, technologia mc-Si stała się dominującą techniką w przemyśle.

Zalety i wady:

- niższy koszt produkcji płytek mc-Si niż w przypadku monokrystalicznego Si,
- ze względu na niższą jakość uzyskana efektywność komórek jest od 1 do 2 punktów procentowych niższa niż w przypadku komórek mono-Si.

Amorficzne ogniwa krzemowe

Amorficzne ogniwo słoneczne z krzemu (a-Si) jest w fazie rozwoju od wczesnych lat 80-tych. Ogniwo słoneczne a-Si jest fascynujące, ponieważ obiecuje połączyć dobrze znany krzem z bardzo tanim podłożem przy użyciu technik osadzania na dużych powierzchniach. Pomimo wielkich wysiłków na rzecz rozwoju i dużych inwestycji wyniki są nadal niezadawalające w odniesieniu do jakości produktów i kosztów jego produkcji.

Struktura i wykonanie

Krzem amorficzny wytwarza się przez osadzanie plazmowe cienkich warstw z monosilanu (SiH_4). Tanie szkło sodowo-wapniowe można stosować jako podłoże, ponieważ osadzanie jest przeprowadzane w raczej niskiej temperaturze. Podczas procesu plazmowego włączana jest duża ilość wodoru, który jest niezbędny do elektrycznej kompensacji defektów, co znacznie poprawia jakość materiałów.

Wystarczające są bardzo cienkie warstwy w zakresie od jednego do dwóch μm , ponieważ a-Si ma wysoki współczynnik absorpcji. Przewodnictwo czystych warstw jest samoistne (typu i), ale można je domieszkować typu p i n przez dodanie odpowiednio związków boru lub fosforu do gazu w reaktorze.

Zalety i wady:

- osadzanie dużych powierzchni jest stosunkowo łatwe,
- potrzeba bardzo mało materiału, ponieważ wystarczająca jest grubość warstwy 1 μm ,
- dobrze rozwinięta integracja szeregową przez separację komórek i kontaktowanie strukturalne,
- sprawność poniżej 10%,
- sprawność pogarsza się pod wpływem oświetlenia, a ustabilizowana sprawność modułu wynosi około od 6 do 8% dla ogniw wielopunktowych, a poniżej 6% dla ogniw jednoprzewodowych,
- ogniwo wielofunkcyjne wykazuje lepszą wydajność i lepszą stabilność, ale koszty produkcji są wyraźnie wyższe.

Obecny udział w rynku technologii

Krystaliczny krzem w swoich trzech odmianach dominuje na rynku, z udziałem ponad 92%. W tej kategorii, udział krzemu wielokrystalicznego stale rośnie kosztem monokrystalicznego krzemu. Od wielu lat zmniejsza się udział ogniw cienkowarstwowych, głównie amorficznego krzemu. Ogniwa CdTe i CIS odgrywają coraz większą rolę, choć mają poniżej 1% całego rynku.

Produkty rynkowe i ich zalety i wady

Podstawowym produktem na rynku fotowoltaicznym jest „moduł”, który zawiera ogniwa słoneczne połączone w celu zapewnienia użytecznej mocy elektrycznej i hermetyzacji, aby chronić je przed środowiskiem.

Wiele materiałów półprzewodnikowych może być wykorzystanych do produkcji ogniw słonecznych, będących podstawowymi elementami wytwarzającymi energię elektryczną na drodze konwersji fotowoltaicznej. Aktualnie prowadzone są prace rozwojowe nad wieloma rodzajami materiałów, strukturą ogniw czy technologiami produkcji i musi upłynąć jeszcze jakiś czas, żeby najbardziej korzystne z nich trwale utrzymały się na rynku.

W celu porównania różnych technologii należy wziąć pod uwagę kilka kryteriów. Najważniejsze z nich to:

- możliwość uzyskania wysokiej sprawności,
- dostępność wykorzystywanych materiałów,
- akceptowalny koszt materiałów,
- możliwość implemenatcji tanich technik w procesie produkcji masowej,
- wieloletnia (liczona w dekadach) stabilność elementów,
- kompatybilność produktów oraz technologii ich produkcji z wymogami środowiskowymi.

Moduły fotowoltaiczne i generatory fotowoltaiczne

W zależności od zastosowanej technologii pojedyncze ogniwo PV generuje napięcie MPP o wartości od 0,5 do 2 V. Dlatego też obciążenia elektryczne rzadko mogą być uruchamiane bezpośrednio przy tym niskim napięciu, chyba że są to małe urządzenia lub zabawki. Zasadniczo konieczne jest wyższe napięcie. Można to zapewnić poprzez połączenie szeregowo wielu komórek, podobnie jak w przypadku baterii.

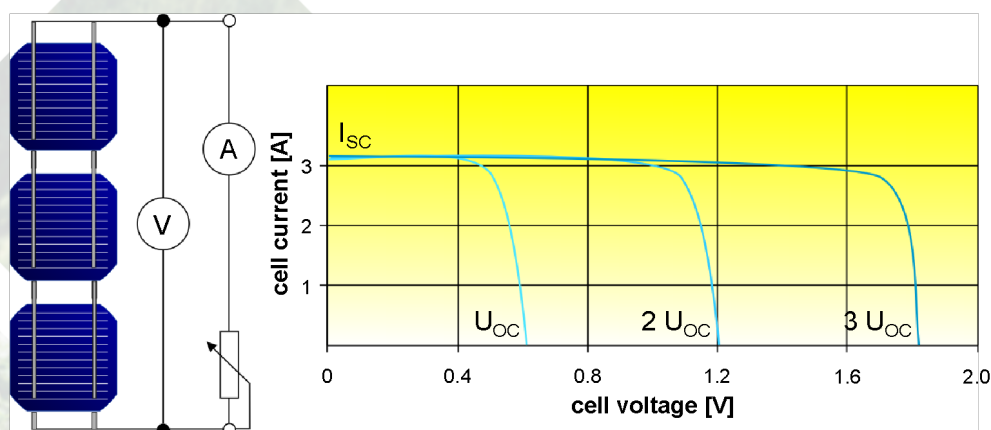
Aby zapewnić żadaną moc wyjściową generatora PV, kilka modułów lub łańcuchów można połączyć równolegle, zwiększając tym samym prąd. To modułowe połączenie pozwala projektować generatory fotowoltaiczne z wyjściami od miliwatów do megawatów.

Połączenie szeregowe

Charakterystyka prądowo-napięciowa (I-V)

Ogniwa słoneczne i moduły słoneczne są połączone szeregowo w celu uzyskania większych napięć ogólnych.

W połączeniu szeregowym prąd jest taki sam we wszystkich ogniwach, tak że całkowite napięcie – jak pokazano na rysunku 2 dla trzech podobnych ogniw – jest wynikiem sumy poszczególnych napięć.



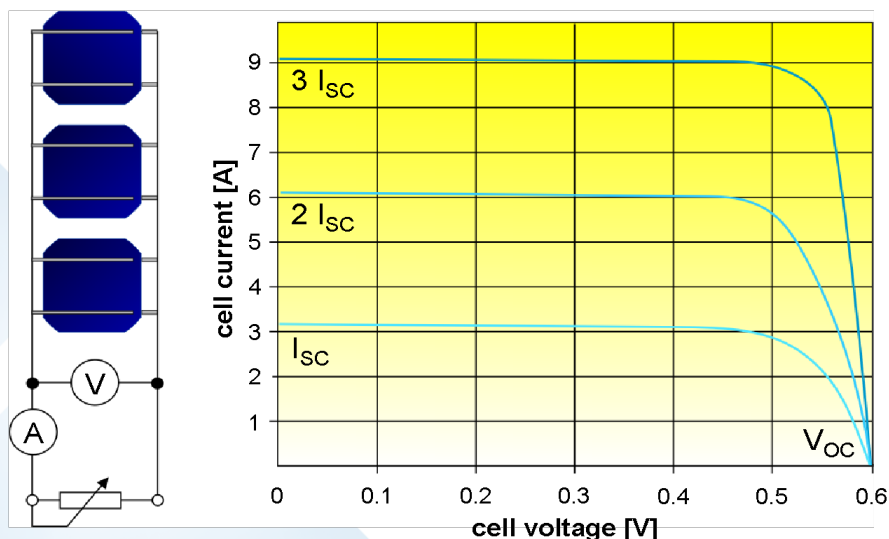
Rys. 2. Połączenie szeregowe trzech podobnych ogniw słonecznych i ich charakterystyki prądowo-napięciowe (I-V)

Gdzie: Cell current [A] – Prąd ogniwa [A]; Cell voltage [V] – Napięcie ogniwa [V].

Źródło: Solarpraxis AG, Berlin, Germany.

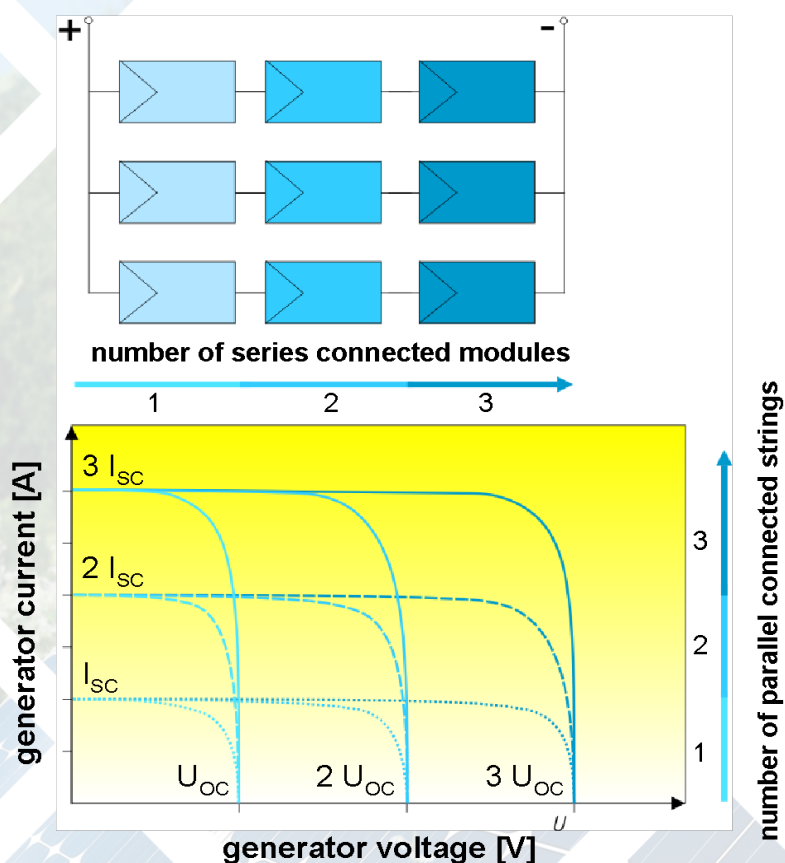
Połączenie równoległe

Jeśli system musi wytwarzać większe prądy, moduły lub łańcuchy mogą być połączone równolegle, jak pokazano na rysunku 3. W połączeniach równoległych wszystkie ogniwa mają to samo napięcie, a całkowity prąd jest wynikiem wszystkich pojedynczych prądów.



Rys. 3. Równoległe połączenie trzech ogniw PV i ich charakterystyki prądowo-napięciowe
 Gdzie: Cell current [A] – Prąd ogniwa [A]; Cell voltage [V] – Napięcie ogniwa [V].
 Źródło: Solarpraxis AG, Berlin, Germany.

Schemat połączenia i wynikające z niego charakterystyki prądowo-napięciowe dla generatora PV z kilkoma modułami PV połączonymi szeregowo i równolegle przedstawiono na rysunku 4.



Rys. 4. Moduły połączone szeregowo i równolegle oraz charakterystyki prądowo-napięciowe
 Gdzie: Generator current [A] – Prąd zestawu [A]; Generator voltage [V] – Napięcie zestawu [V];
 Number of series connected modules – Liczba modułów połączonych szeregowo;
 Number of parallel connected strings – Liczba równoległych połączonych ciągów.
 Źródło: Solarpraxis AG, Berlin, Germany.

4.4. Rodzaje systemów fotowoltaicznych

Systemy fotowoltaiczne mogą dostarczać czystą energię zarówno dla małych, jak i dużych odbiorców. Na całym świecie pracuje już wiele systemów PV, które wytwarzają energię dla domów mieszkalnych, osiedli mieszkaniowych, biur i budynków użyteczności publicznej. Dziś w pełni funkcjonalne instalacje fotowoltaiczne działają zarówno na obszarach zabudowanych, jak i tam, gdzie połączenie z siecią jest trudne lub tam gdzie nie ma infrastruktury energetycznej.

Wśród systemów fotowoltaicznych można wyróżnić systemy wyspowe, współpracujące z siecią oraz systemy hybrydowe zawierające oprócz instalacji fotowoltaicznej inne źródło energii elektrycznej. Systemy wyspowe składają się z reguły z trzech podstawowych elementów. Jest to generator fotowoltaiczny, magazyn energii (najczęściej akumulator) oraz kontroler ładowania. Jest to podstawowa konfiguracja dla odbiorników zasilanych napięciem stałym.

W przypadku konieczności zasilania odbiornika napięciem przemiennym konieczna jest instalacja wyspowego falownika fotowoltaicznego. Najczęściej spotykane są systemy fotowoltaiczne dołączone do sieci elektroenergetycznej. Systemy charakteryzują się prostą budową, która zawiera dwa główne elementy: generator fotowoltaiczny oraz fotowoltaiczny falownik sieciowy. W zależności od wykonania instalacji wyprodukowaną energię elektryczną można w całości sprzedać, bądź część wyprodukowanej energii zużyć na potrzeby własne.

Pojawiające się nowe rozwiązania konstrukcyjne falowników fotowoltaicznych umożliwiają zaawansowane algorytmy regulacji przepływu energii. Są to urządzenia przeznaczone głównie do wykorzystania w mikroinstalacjach.

Konfiguracje systemów fotowoltaicznych mogą również zawierać dodatkowe źródła energii takie jak elektrownie wiatrowe, ogniwa paliwowe czy agregaty prądotwórcze. Rodzaj instalacji zależy głównie od potrzeb inwestora. Poznanie wielu możliwości konfiguracji systemów fotowoltaicznych wraz ze szczegółowym omówieniem wad i zalet poszczególnych przypadków stanowić będzie fundamentalną wiedzę na temat możliwości wykorzystania systemów fotowoltaicznych i trafnego zaprojektowania systemu fotowoltaicznego spełniającego oczekiwania inwestora.

Zalety i wady stosowania systemów ON–GRID oraz OFF–GRID

Systemy przyłączone do sieci – on-grid – (grid connected) używają zasilania fotowoltaicznego z powodu opłacalności ekonomicznej, bezpieczeństwa zasilania lub względów ekologicznych. Inne rozróżnienie może być robione pomiędzy użytkownikami indywidualnymi (prosumentów) i przemysłowych.

Systemy przyłączone do sieci dostarczają energię do sieci energetycznej, wprowadzając ją do sieci poprzez falownik. Mogą to być systemy o mocach rzędu kilku kW, instalowane zwykle na dachach budynków tworzące rozproszony system energetyczny, lub scentralizowane systemy o mocach rzędu MW. W systemach tych do montażu modułów PV wykorzystuje się elementy istniejących budynków takie jak: dachy, fasady i bariery dźwiękowe na drogach, lub specjalne, dedykowane konstrukcje ramowe ustawiane na otwartej przestrzeni.

Autonomiczne systemy fotowoltaiczne **off-grid** używane są w miejscach, gdzie nie ma możliwości dołączenia do sieci (lub dociągnięcie sieci jest droższe niż zastosowanie systemu PV) np. na terenach wiejskich lub w krajach o bardzo słabo rozwiniętej infrastrukturze

energetycznej. Kiedy takie systemy mają duże moce używa się określeń **systemy autonomiczne** i **microgrid**.

Systemy fotowoltaiczne bezpośrednio zasilające odbiorniki energii elektrycznej

Są to najprostsze systemy wyposażone jedynie w panel fotowoltaiczny oraz odbiornik energii pozwalające na korzystanie z energii elektrycznej jedynie wtedy gdy świeci słońce.

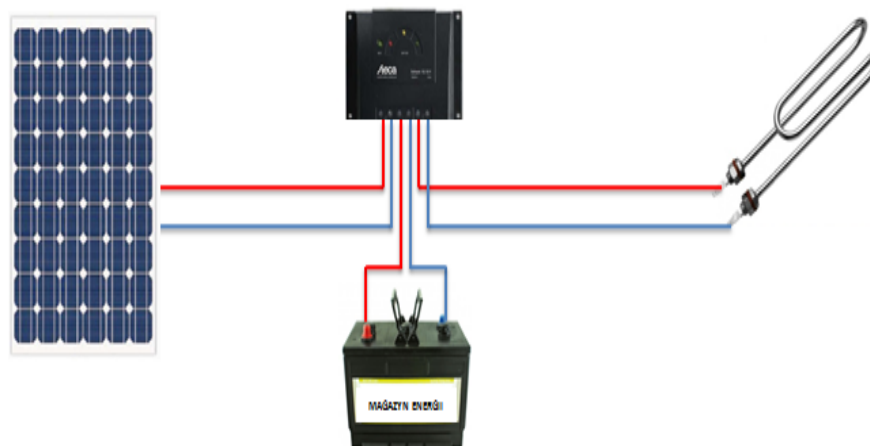


Rys. 1. Przykład systemu zasilającego bezpośrednio odbiorniki

Źródło: opracowanie własne

Systemy fotowoltaiczne autonomiczne z magazynem energii z odbiornikami na prąd stały

System wyposażony dodatkowo w regulator ładowania oraz akumulator elektrochemiczny pozwalający na magazynowanie nadwyżek energii elektrycznej i wykorzystywanie jej w innej porze w sytuacji gdy promieniowanie słoneczne jest niewystarczające do wytworzenia potrzebnej energii lub gdy nie występuje ono w ogóle.

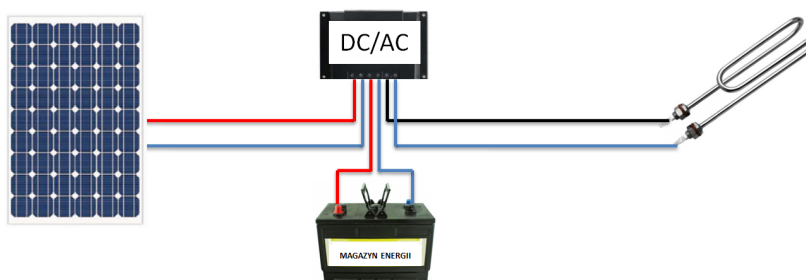


Rys. 2. Przykład systemu autonomicznego na prąd stały z magazynem energii

Źródło: opracowanie własne

Systemy fotowoltaiczne autonomiczne z magazynem energii z odbiornikami na prąd zmienny

System doposażony w inwerter DC/AC pozwalający zasilac odbiorniki na prąd przemienny, ale niekoniecznie podłączony do sieci elektroenergetycznej. Pozwala na zasilanie obiektów prądu przemiennego tak jak z klasycznej sieci elektroenergetycznej

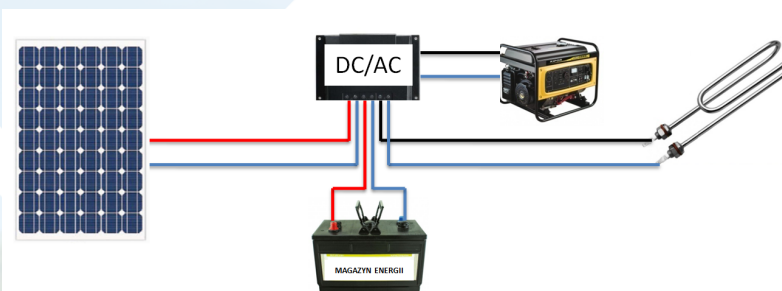


Rys. 3. Przykład systemu autonomicznego na prąd przemienny z magazynem energii

Źródło: opracowanie własne

Systemy fotowoltaiczne autonomiczne z rezerwowym zasilaniem

W przypadku konieczności zapewnienia ciągłości zasilania w systemach autonomicznych tam gdzie nie ma dostępu do sieci elektroenergetycznej, rozwiązaniem jest zastosowanie generatora spalinowego jako rezerwowego źródła zasilania w celu produkcji energii w chwilach gdy produkcja z PV jest niewystarczająca.

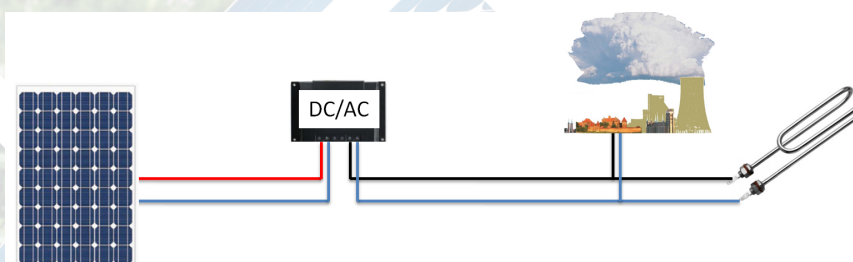


Rys. 4. Przykład systemu autonomicznego na prąd przemienny z magazynem energii i rezerwowym zasilaniem

Źródło: opracowanie własne

Systemy fotowoltaiczne podłączone do sieci elektroenergetycznej

System wyposażony o inwerter DC/AC pozwalający zasilać odbiorniki na prąd przemienny, podłączony do sieci elektroenergetycznej. Pozwala na zasilanie odbiorników prądu przemiennego ze zsynchronizowanej sieci elektroenergetycznej oraz instalacji PV oraz oddawanie energii wytworzonej w tejże instalacji do systemu elektroenergetycznego.



Rys. 5. Przykład systemu na prąd przemienny podłączonego do sieci energetycznej

Źródło: opracowanie własne

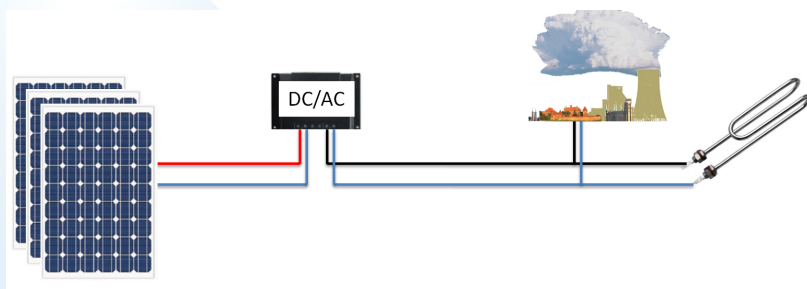
Systemy fotowoltaiczne bez zabezpieczenia potrzeb własnych – całkowita sprzedaż energii elektrycznej do SEE

Szczególnym przypadkiem systemu PV są systemy, które całą wyprodukowaną energię oddają do sieci elektroenergetycznej. Jest to jedno z najprostszych rozwiązań instalacji PV.

Takie systemy są stosowane w przypadkach gdy celem inwestycji instalacji fotowoltaicznej jest sprzedaż całej wyprodukowanej energii elektrycznej do systemu elektroenergetycznego (SEE).

Systemy fotowoltaiczne częściowo zabezpieczające potrzeby własne

Prezentowane tutaj rozwiązanie jest rozwiązaniem pozwalającym wykorzystywać produkcję energii elektrycznej w systemach PV do częściowego zasilania potrzeb własnych. Pozostała część energii jest dostarczana z sieci elektroenergetycznej. Dzięki takiemu rozwiązaniu odbiorca może obniżyć swoje rachunki za energię poprzez wykorzystywanie produkcji z systemu PV dla własnych potrzeb.

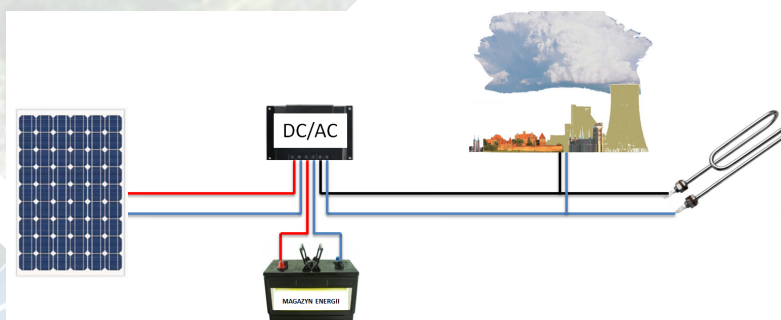


Rys. 6. Przykład systemu na prąd przemienny podłączonego do sieci energetycznej zabezpieczającego częściowo potrzeby własne (większa ilość modułów)

Źródło: opracowanie własne

Magazynowanie energii w systemach przyłączonych do sieci elektroenergetycznej

Magazynowanie energii elektrycznej odbywa się przy wykorzystaniu akumulatorów. Dostępnych jest wiele rodzajów akumulatorów począwszy od akumulatorów kwasowych, żelowych, niklowych czy litowych. Każda technologia charakteryzuje się swoją żywotnością liczoną w latach, liczbą cykli rozładowania i ładowania, głębokością rozładowania, maksymalną wydajnością prądową itp. Wybór dobrego akumulatora powinien być poprzedzony analizą powyższych parametrów w odniesieniu do planowanego przeznaczenia akumulatora. Aktualnie rynek światowy oferuje szeroką paletę magazynów energii dowolnej skali. Dominującą technologią jest technologia litowo-jonowa zapewniająca bezpieczną, bezobsługową pracę magazynu z dużą ilością cykli dochodzącą w zależności do 15 000 cykli.



Rys. 7. Przykład systemu na prąd przemienny podłączonego do sieci energetycznej z magazynem energii

Źródło: opracowanie własne

Hybrydowe systemy ze źródłem fotowoltaicznym

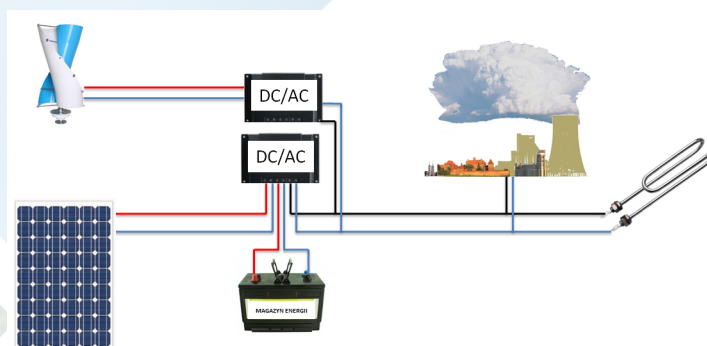
Systemy hybrydowe ze źródłem fotowoltaicznym pozwalają na wiele wariantów wykorzystania instalacji fotowoltaicznej.

W zależności od potrzeb energia wytworzona z systemu PV może :

- a) zasilać bezpośrednio odbiornik,
- b) zasilać magazyn energii,
- c) zasilać odbiornik i oddawać do sieci,
- d) oddawać do sieci,
- e) zasilać odbiornik, zasilać magazyn i oddawać do sieci.

Współpraca turbin wiatrowych z instalacją fotowoltaiczną

W celu poprawy efektywności pozyskiwania energii z OZE można budować systemy zintegrowane z turbiną wiatrową. Taka instalacja wymaga stosowania inwertera, który oprócz możliwości współpracy z modułami PV potrafi współpracować z generatorem wiatrowym. W przypadku braku takiego inwertera rozwiązaniem jest zastosowanie dwóch oddzielnych inwerterów (jeden do systemu PV drugi dla systemu wiatrowego) z dodatkowym sterownikiem integrującym pracę obu tych źródeł.

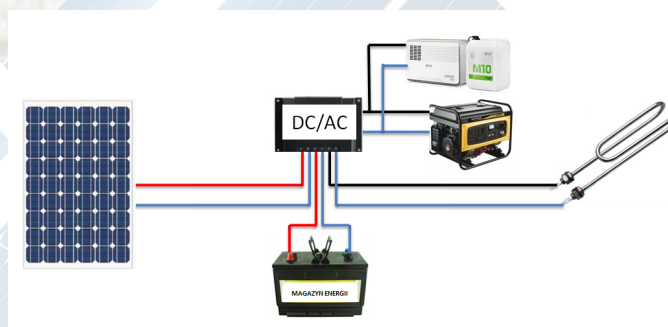


Rys. 8. Przykład hybrydowego systemu na prąd przemienny podłączonego do sieci energetycznej z magazynem energii i generatorem wiatrowym

Źródło: opracowanie własne

Współpraca agregatu prądotwórczego i ogniw paliwowych z instalacją fotowoltaiczną

Szczególnym typem instalacji PV jest taka instalacja, która pozwala na współpracę z agregatem prądotwórczym i ogniwem paliwowym. W tym przypadku niezbędna jest instalacja specjalistycznego sterownika zarządzającego przepływem energii pomiędzy tymi aktywnymi elementami naszej sieci w celu optymalizacji wykorzystania energii oraz takiego przełączania poszczególnych jej elementów aby zapewnić odbiorcy ciągłość dostaw energii elektrycznej.



Rys. 9. Przykład systemu na prąd przemienny podłączonego do sieci energetycznej z ogniwem paliwowym i generatorem prądotwórczym oraz magazynem energii

Źródło: opracowanie własne

Rozwiązania konstrukcyjne dla systemów zintegrowanych z budynkiem

Na obszarach zabudowanych układy fotowoltaiczne mogą być zamontowane na górnej części dachu (budynek przystosowany do systemów fotowoltaicznych – BAPV) lub mogą być włączone do elewacji lub dachu budynku (znane jako systemy PV scalone z budynkiem – BIPV). Nowoczesne systemy fotowoltaiczne nie są ograniczone do paneli kwadratowych i płaskich. Mogą one być zakrzywione, elastyczne i wkomponowane w kształt konstrukcji budynku. Innowacyjni architekci i inżynierowie proponują w swoich projektach ciągle nowe sposoby integracji PV i tworzą budynki, które są dynamiczne, piękne i zapewniają bezpłatną i czystą energię na całym okresie użytkowania.

Fotowoltaika montowana na budynkach – BAPV (ang. Building-Applied Photovoltaics) oraz Fotowoltaika zintegrowana z budynkiem – BIPV (ang. Building-Integrated Photovoltaics) są to systemy fotowoltaiczne, w których moduły są instalowane na budynkach, w celu pełnienia funkcji głównego lub pomocniczego źródła energii. Są to rozwiązania bardzo ekonomiczne, ponieważ nie wymagają dodatkowego terenu, tylko wykorzystują już istniejące, często niewykorzystane powierzchnie, takie jak dachy czy fasady. BAPV są to instalacje zamontowane na istniejących elementach budynku, takich jak dachy, świetliki, fasady, balkony, wiaty itp.

BIPV składa się z elementów fotowoltaicznych, które zastępują standardowe materiały budowlane, stając się częścią budynku. Mogą to być przykładowo ogniwa w postaci dachówek, płytek okładzinowych, tafli szkła itp. Mogą być z nich budowane takie powierzchnie jak dachy, fasady, świetliki itp. Zwykle instaluje się je w nowych budynkach, ale mogą także być zainstalowane w konstrukcjach już istniejących, np. w trakcie remontu. Zaletą BIPV jest to, że część kosztów takiego systemu pokrywają środki zaoszczędzone na materiałach, które zostały zastąpione przez elementy PV. Często także charakteryzują się one estetycznym wyglądem.



Rys. 10. System fotowoltaiczny zintegrowany z budynkiem BIPV

Źródło: <http://www.wfosigw.lodz.pl> [dostęp: 10.05.2018]

Systemy niezintegrowane z budynkami

Są to systemy budowane bezpośrednio na gruncie jako instalacje wolnostojące. Pozwalają one inwestorom budować elektrownie fotowoltaiczne o mocach nawet dochodzących do kilkuset MWp.

Nie wyklucza to również budowania małych (przedomowych) czy też średnich instalacji przemysłowych. Systemy te budowane są na specjalnie zaprojektowanych systemach montażu, które w zależności od strefy klimatycznej, podłoża czy też innych warunków środowiskowych mogą różnić się od siebie.



Rys. 11. System wolnostojący

Źródło: <http://tarnow.naszemiasto.pl/tag/farma-sloneczna-wierzchoslawice.html> [dostęp: 10.05.2018]

4.5. Elementy i urządzenia instalacji fotowoltaicznej

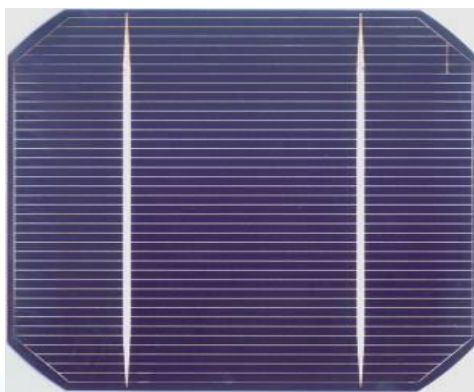
Różnorodność konfiguracji systemów fotowoltaicznych wymusza stosowanie różnego typu podzespołów montowanych w instalacjach fotowoltaicznych. Energia elektryczna wytworzona w generatorze fotowoltaicznym musi być dopasowana do parametrów wymaganych przez urządzenia odbiorcze, a w niektórych przypadkach powinna być magazynowana i dostępna poza czasem pracy generatora fotowoltaicznego. Omówienie poszczególnych elementów instalacji powinno zawierać szczegółowy opis zasady działania oraz zadań, jakie pełnią w systemie fotowoltaicznym. Instalacja fotowoltaiczna powinna być odpowiednio połączona i zabezpieczona przed skutkami przeciążeń, zwarców, przepięć oraz wyładowań atmosferycznych.

Elementy systemów fotowoltaicznych

Podstawowe elementy instalacji fotowoltaicznych, ich nazewnictwo oraz znaczenie definiuje norma PN-HD 60364-7-712:2016-05 Instalacje elektryczne niskiego napięcia: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania.

Zgodnie z przytoczoną normą w instalacji fotowoltaicznej można wyróżnić następujące elementy:

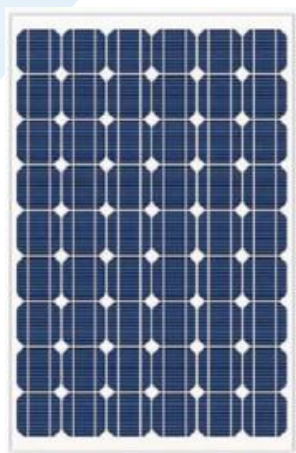
- **ogniwo PV** – podstawowy element systemu PV, który wytwarza energię elektryczną w warunkach ekspozycji na światło takie jak promieniowanie słoneczne,



Rys. 1. Przykładowy wygląd pojedynczego ogniwa PV

Źródło: <https://pveducation.org/pvcdrom/manufacturing/single-crystalline-silicon> [dostęp: 20.06.2018]

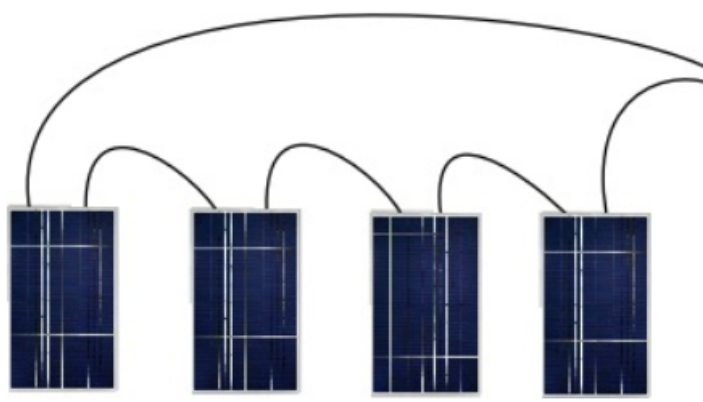
- **moduł PV** – najmniejszy, w pełni chroniony przed wpływami środowiska zespół połączonych ze sobą ogniw PV,



Rys. 2. Przykładowy wygląd modułu PV

Źródło: <http://www.photon-solar.eu/> [dostęp: 20.06.2018]

- **łańcuch PV** – obwód, w którym łączy się szeregowo moduły PV, w celu wytworzenia w kolektorze PV wymaganego napięcia wyjściowego,



Rys. 3. Przykładowy wygląd łańcucha PV

Źródło: <http://www.nuvisionenergy.co.uk/> [dostęp: 20.06.2018]

- **kolektor PV** – mechanicznie i elektrycznie zintegrowany zespół modułów PV i innych niezbędnych elementów, które tworzą jednostkę zasilającą prądem stałym,
- **skrzynka połączeniowa kolektora PV** – obudowa, w której wszystkie łańcuchy PV jakiegokolwiek kolektora PV są połączone elektrycznie i gdzie, w razie potrzeby, można umieścić zabezpieczenia,



Rys. 4. Przykładowy wygląd skrzynki połączeniowej DC

Źródło: <https://www.leoni-solar-windpower.com/en/products-services/generator-combiner-boxes/general-information/> [dostęp: 20.06.2018]

- **generator PV** - zespół kolektorów PV,
- **przewód łańcucha PV** – przewód łączący moduły PV, które tworzą łańcuch,
- **przewód kolektora PV** – przewód wyjściowy kolektora PV,
- **przewód główny DC systemu PV** – przewód łączący skrzynkę połączeniową generatora PV z zaciskami DC falownika PV,
- **falownik PV** – urządzenie, które przetwarza napięcie i prąd stały w napięcie i prąd przemienny,



Rys. 5. Przykładowe rodzaje falowników PV

Źródło: <https://www.ecosoch.com/types-of-solar-on-grid-inverters-micro-string-central-2/> [dostęp: 20.06.2018]

- **przewód zasilający PV** – przewód łączący zaciski AC i falownika PV z obwodami odbiorczymi instalacji elektrycznej
- **moduł AC systemu PV** – zintegrowany zespół modułów/falownik, w którym wszystkie zaciski przyłączeniowe to zaciski AC. Nie ma dostępu do strony DC
- **instalacja PV** – zamontowane i połączone urządzenia układu zasilania PV

Sprawą odrębną w instalacji fotowoltaicznej są kryteria wyboru typu zabezpieczeń oraz doboru wartości zabezpieczeń w instalacji fotowoltaicznej w celu zapewnienia

bezpieczeństwa użytkowników oraz urządzeń systemu fotowoltaicznego. Szczególną uwagę należy poświęcić zasadom doboru zabezpieczeń przeciążeniowych oraz zabezpieczeń przed prądami rewersyjnymi.

Zasada działania falownika fotowoltaicznego

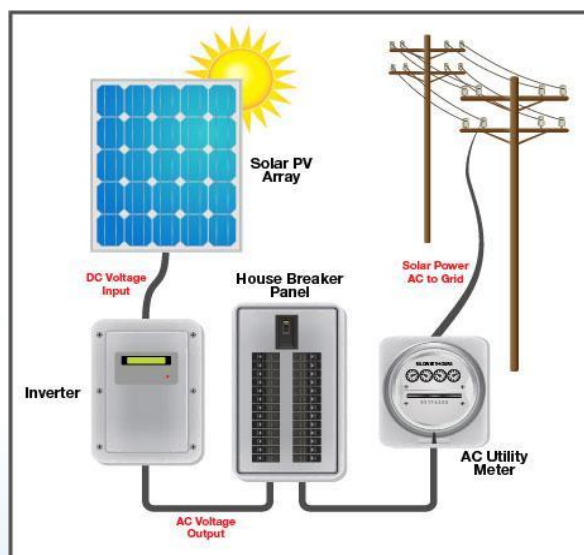
Urządzeniem, które przetwarza energię elektryczną pozyskaną z generatora fotowoltaicznego jest przetwornik DC/DC lub DC/AC. Bez względu na charakter napięcia wyjściowego, na wejściu przetwornika znajduje się układ śledzenia punktu maksymalnej mocy (MPPT – Maximal Power Point Tracker) wynikającego z charakterystyki prądowo-napięciowej generatora fotowoltaicznego. Poprawne działanie układu MPPT umożliwia maksymalizację uzysków energetycznych z instalacji fotowoltaicznej poprzez utrzymywanie produkcji energii elektrycznej na najwyższym poziomie możliwym do osiągnięcia przy zmiennych warunkach nasłonecznienia. Kolejne układy energoelektroniczne odpowiedzialne są za dopasowanie poziomu napięcia odpowiadającego zakresowi napięć ładowania akumulatora – jeżeli występuje. W przypadku zasilania urządzeń napięciem przemiennym konieczne jest zastosowanie układu formowania napięcia (falownik). Wyjście falownika typu ON-GRID włączane jest bezpośrednio do obwodów zasilanych z sieci elektroenergetycznej lub sieci wydzielonej. Moment włączenia falownika do sieci jest równoważny z włączeniem źródła napięcia przemiennego do istniejącego systemu. W takim przypadku konieczne jest zastosowanie układów synchronizacji, które są wbudowane w falownikach typu ON-GRID. Falowniki typu OFF-GRID takich układów nie posiadają, dlatego nie można łączyć wyjścia falownika typu OFF-GRID bezpośrednio z siecią elektroenergetyczną. Wyjątek mogą stanowić urządzenia posiadające obydwie funkcje pracy – OFF-GRID oraz ON-GRID.

Urządzeniem, które przetwarza energię elektryczną pozyskaną z generatora fotowoltaicznego jest przetwornik DC/DC lub DC/AC. Bez względu na charakter napięcia wyjściowego, na wejściu przetwornika znajduje się układ śledzenia punktu maksymalnej mocy (MPPT – Maximal Power Point Tracker) wynikającego z charakterystyki prądowo-napięciowej generatora fotowoltaicznego. Poprawne działanie układu MPPT umożliwia maksymalizację uzysków energetycznych z instalacji fotowoltaicznej poprzez utrzymywanie produkcji energii elektrycznej na najwyższym poziomie możliwym do osiągnięcia przy zmiennych warunkach nasłonecznienia. Kolejne układy energoelektroniczne odpowiedzialne są za dopasowanie poziomu napięcia odpowiadającego zakresowi napięć ładowania akumulatora – jeżeli występuje. W przypadku zasilania urządzeń napięciem przemiennym konieczne jest zastosowanie układu formowania napięcia (falownik).

Wśród produkowanych falowników można wyróżnić trzy podstawowe ich rodzaje:

1) Falowniki sieciowe (ON-GRID)

Wyjście falownika typu ON-GRID podłączane jest bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej lub sieci wydzielonej. Moment włączenia falownika do sieci jest równoważny z włączeniem źródła napięcia przemiennego do istniejącego systemu. W takim przypadku konieczne jest zastosowanie układów synchronizacji, które są wbudowane w falownikach sieciowych. Falowniki sieciowe dopasowują generowane napięcie do wzorca zaczerpniętego z sieci elektroenergetycznej. Dodatkowo falowniki sieciowe posiadają zabezpieczenia uniemożliwiające wygenerowanie napięcia w przypadku zaniku napięcia w sieci elektroenergetycznej. Podyktowane jest to bezpieczeństwem osób wykonujących prace remontowe w trakcie celowych wyłączeń napięcia.



Rys. 6. Falownik On-grid w instalacji PV

Gdzie: DC Voltage Input – Wejście napięcia stałego; Inverter – Falownik; AC Voltage Output – Wyjście napięcia AC; House Breaker Panel – Panel wyłącznika w domu; AC Utility Meter – AC Licznik; Solar Power AC to Grid – Energia elektryczna wytworzona z paneli PV przekazywana do sieci energetycznej.

Źródło: <http://alternateenergycompany.com/how-solar-pv-panels-works-with-the-grid/> [dostęp: 20.06.2018]

2) Falowniki wyspowe (OFF-GRID)

Falowniki sieciowe przystosowane są do generowania napięcia sinusoidalnie przemiennego na podstawie zaprogramowanego wzorca napięcia. Ze względu na brak układów synchronizacji na wyjściu falownika wyspowego nie możliwe jest podłączenie go do sieci elektroenergetycznej. Groziłoby to uszkodzeniem wyjścia falownika.



Rys. 7. Falownik Off grid w instalacji PV

Gdzie: Solar Panel Array – Zestaw paneli słonecznych; Charge controller – Kontroler ładowania; Battery Backup Bank – Akumulatory do gromadzenia energii; DC / AC Inverter – DC / AC falownik; Your Home – Twój dom.

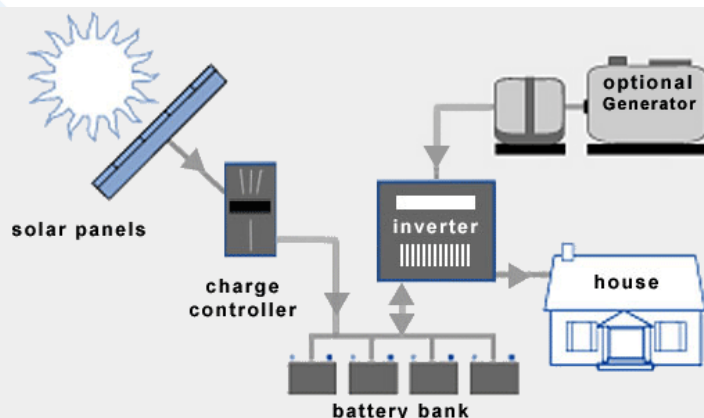
Źródło: <https://www.quora.com/How-does-off-grid-solar-plant-work> [dostęp: 20.06.2018]

3) Falownik hybrydowy

Najbardziej zaawansowaną konstrukcją jest falownik hybrydowy.

Urządzenie to posiada możliwość pracy zarówno jako – OFF–GRID jak i ON–GRID.

Dodatkowo potrafi współpracować z magazynem energii.



Rys. 8. Instalacja PV z falownikiem hybrydowym

Gdzie: Solar panels – panel PV; charge controller – Kontroler ładowania; battery bank – akumulatory; Optional generator – generator dodatkowej energii; House – dom.

Źródło: <http://energyinformative.org/wp-content/uploads/2012/05/off-grid-solar-system.png> [dostęp: 20.06.2018]

Układy MPPT w falownikach fotowoltaicznych

Bez względu na typ falownika, na wejściu przetwornika znajduje się układ śledzenia punktu maksymalnej mocy (MPPT – Maximal Power Point Tracker). Punkt maksymalnej mocy generatora fotowoltaicznego zmienia się pod wpływem czynników takich jak: natężenie promieniowania słonecznego, temperatura ogniwa PV, kąt padania promieniowania słonecznego itp. Poprawne działanie układu MPPT umożliwia maksymalizację uzysków energetycznych z instalacji fotowoltaicznej poprzez utrzymywanie produkcji energii elektrycznej na najwyższym poziomie możliwym do osiągnięcia przy zmiennych warunkach atmosferycznych.

4.6. Wybór rozwiązań technicznych

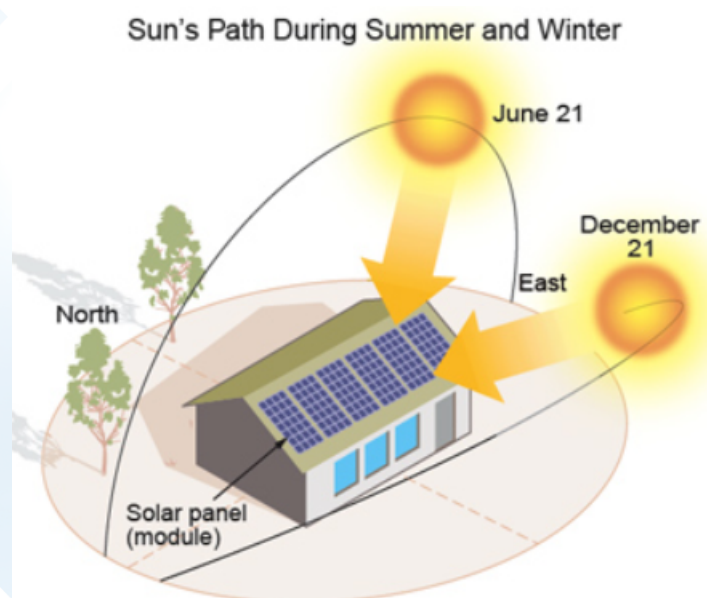
Wiedza na temat dostępnych rozwiązań technicznych w zakresie komponentów systemu oraz ich montażu stanowi podstawę przy planowaniu, projektowaniu i wykonaniu instalacji fotowoltaicznej. Planowanie rozpoczyna się od oszacowania wielkości instalacji oraz wyboru lokalizacji.

Wybór miejsca zainstalowania

Lokalizacja instalacji fotowoltaicznej powinna umożliwić skierowanie modułów fotowoltaicznych w kierunku południowym. Instalacja przesunięta względem południa będzie pracowała z wydajnością tym mniejszą im bardziej jej położenie będzie odbiegało od kierunku południowego.

Wybierając miejsce instalacji należy unikać na drodze promieni słonecznych do modułów PV elementów powodujących zacienienie instalacji takich jak drzewa, sąsiadujące budynki, dachy czy nawet napowietrzne linie energetyczne.

Instalacja fotowoltaiczna powinna znajdować się w niedalekiej odległości od planowanego bądź istniejącego miejsca przyłączenia jej do sieci – nie dotyczy to instalacji autonomicznych.



Rys. 1. Lokalizowanie instalacji PV względem Słońca

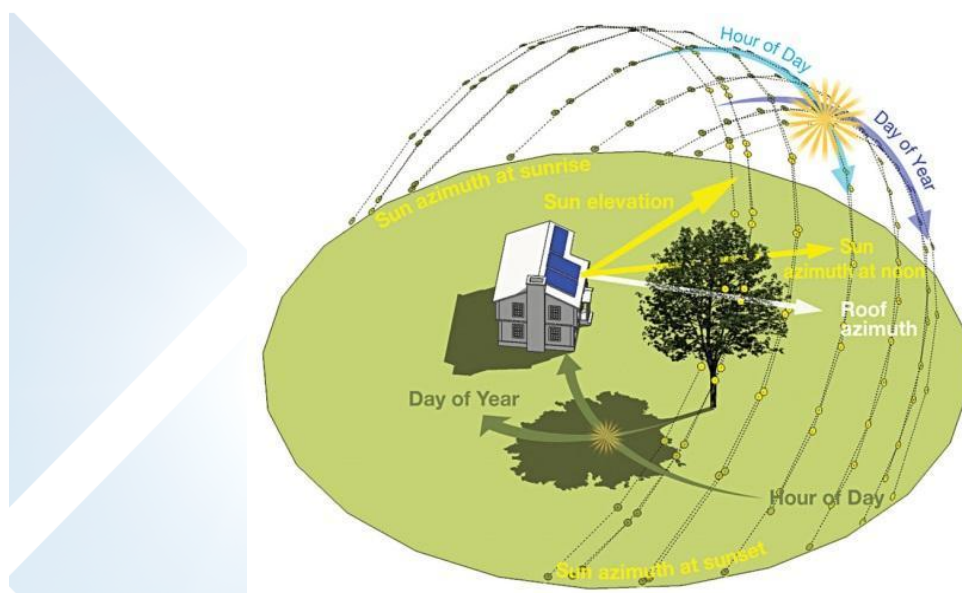
Gdzie: *Sun's Path During Summer and Winter* – Ścieżka Słońca w lecie i zimie; *North* – Północ; *East* – Wschód; *Solar panel (module)* – Panel PV (moduł); *June 21* – czerwiec 21; *December 21* – grudzień 21.

Źródło: http://www.thesolarplanner.com/array_placement.html [dostęp: 20.06.2018]

Dla wybranej lokalizacji szacuje się wartość uśłonecznienia, na której podstawie będzie można oszacować planowane uzyski energetyczne. Aktualnie na świecie jest dostępnych wiele programów komputerowych (zarówno dostarczanych przez producentów systemów jak i przez podmioty tylko w tym specjalizujące się) pozwalających na bardzo dokładne szacowanie uzysków energetycznych z danej instalacji.

Ponadto programy te pozwalają na skorzystanie z zewnętrznych danych meteorologicznych takich jak opady śniegu deszczu średnioroczne zachmurzenie, temperatura. Analiza warunków atmosferycznych oraz warunków technicznych umożliwia wybór odpowiedniego ustawienia modułów fotowoltaicznych oraz ich rodzaju.

Kolejnym elementem jest wstępne rozmieszczenie modułów fotowoltaicznych i szczegółowa analiza ewentualnych zacienień, na które mogą mieć wpływ istniejące budynki, drzewa, energetyczne linie napowietrzne itp. Tu również mamy do pomocy całą gamę specjalistycznego oprogramowania wspomagającego powyższe czynności.



Rys. 2. Przykłady zacienienia instalacji PV przy zmianie położenia Słońca

Gdzie:

Sun azimuth at sunrise – Azymut słońca przy wschodzie; *Sun azimuth at sunset* – Azymut słońca przy zachodzie; *Hour of Day* – Godzina dnia; *Day of Year* – Dzień roku; *Sun elevation* – Wysokość słońca; *Sun azimuth noon* – Azymut słońca w południe; *Roof azimuth* – Azymut dachu.

Źródło: <https://www.homepower.com/articles/solar-electricity/design-installation/energy-basics-shading-and-solar-electric-systems> [dostęp: 20.06.2018]

W przypadku instalacji dachowych czy fasadowych należy określić masę instalacji i wpływ planowanej instalacji na wytrzymałość konstrukcyjną budynku. W przypadku instalacji dachowych oraz fasadowych zaleca się, aby instalacja fotowoltaiczna była instalowana w strefie chronionej przez instalacje odgromową. W praktyce instalacja odgromowa nie jest konieczna, ale zależy to głównie od zastosowanych komponentów w instalacji fotowoltaicznej.

Dodatkowo dla instalacji dachowych w zależności od kąta nachylenia dachu należy określić docelowy kąt nachylenia instalowanych modułów i w zależności od tego dobrać odpowiednią instalację montażową zapewniającą utrzymanie tego kąta. Ponadto należy określić docelowy kierunek ustawienia modułów PV

Szacowanie powierzchni instalacji fotowoltaicznej

Dokonując instalacji na dachu mamy do dyspozycji ograniczoną jego powierzchnię dodatkowo pomniejszoną o niezbędne marginesy montażowe oraz technologiczne przeszkody takie np. jak kominy, okna dachowe, konstrukcyjne załamania niepozwalające na montaż modułów PV.

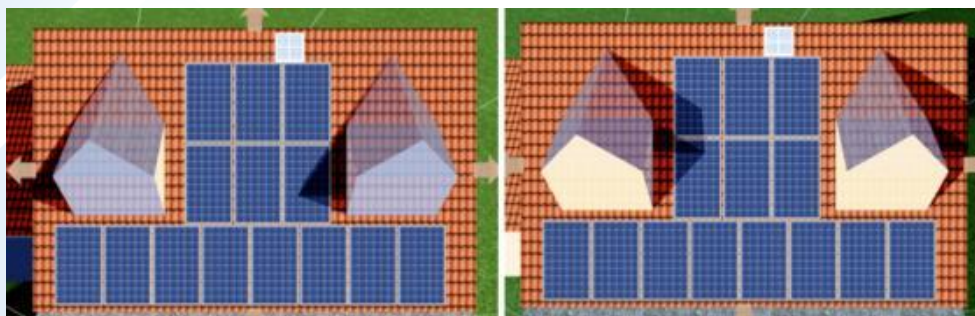


Rys. 3. Dostępne powierzchnie dachu dla instalacji PV

Źródło: <https://news.energysage.com/is-my-roof-even-suitable-for-solar/> [dostęp: 20.06.2018]

Wstępne rozmieszczenie modułów fotowoltaicznych

Kolejnym krokiem jest wstępne rozmieszczenie modułów fotowoltaicznych na danej pości dachowej. Jeżeli dach wielospadowy ma jedną pość skierowaną na południe lub z niewielkim od niego odchyleniem montaż na pozostałych kierunkach może okazać się nieefektywny co powinna wykazać symulacja komputerowa. Natomiast jeśli dany dach nie jest skierowany na południe to instalacja w kierunku wschód- zachód będzie najbardziej optymalną.



Rys. 4. Dostępna powierzchnia dla instalacji PV

Źródło: <http://aberdeensolar.com/solar-pv/home-suitable/> [dostęp: 20.06.2018]

Analiza warunków technicznych przyłączenia instalacji

W kolejnym kroku należy dokonać analizy przyłącza elektrycznego do którego dana instalacja PV będzie dopasowana. Od wartości mocy przyłączeniowej zależy dobór odpowiadającego tej mocy falownika. W przypadku konieczności jej modyfikacji należy wystąpić (jeśli to konieczne) w wydanie warunków technicznych przyłączenia lub dokonać odpowiedniego zgłoszenia do dystrybutora energii elektrycznej. W przypadku instalacji autonomicznych analiza przyłącza ogranicza się do samych odbiorników energii elektrycznej, które mają być zasilane z instalacji PV.

Wpływ wiatru na moduły oraz konstrukcję wsporczą

Obciążenie wiatrem jest istotnym problemem i należy je wziąć pod uwagę podczas projektowania instalacji solarnych wolnostojących lub na dachach budynków. Siła wiatru, która wzrasta wraz z kwadratem jego prędkości, jest zależna od rodzaju, wielkości i układu pobliskich obiektów oraz od kierunku jego przepływu. W zależności od formy i kąta nachylenia instalacji, a tym samym i dachu, nawietrzna strona instalacji narażona jest na parcie wiatru, podczas gdy zawietrzna strona jest narażona w równym stopniu na ssanie wiatru.

Zaleganie śniegu na dachach budynków

Drugim istotnym czynnikiem, który należy wziąć pod uwagę podczas projektowania instalacji fotowoltaicznej, jest ciężar nie tylko samych ogniw PV (mających masę ok. $10 \div 20 \text{ kg/m}^2$ a tym samym siłę nacisku rzędu $100 \div 200 \text{ N/m}^2$) i elementów konstrukcyjnych, ale również występujące okresowo opady śniegu, na które będzie narażona instalacja. Dla systemów wolnostojących system wsporczy będzie musiał wytrzymać mechanicznie nacisk całego ciężaru jego elementów składowych i śniegu. Dla instalacji zintegrowanych z budynkiem ciężar ten przejmuje konstrukcja dachowa, która musi być odpowiednio dobrana już na etapie projektowania samej budowli. Ponieważ wielkość opadów śniegu jest różna dla

różnych obszarów świata (w niektórych nie występuje nigdy, w innych jest możliwy przez cały rok), poszczególne kraje opracowują normy, określające dopuszczalne wartości obciążenia śniegiem dla budowli. W lokalizacjach gdzie mamy do czynienia z opadami śniegu należy ten problem uwzględnić, gdyż zalegający na modułach śnieg z punktu widzenia elektrycznego stanowi dla modułu zacienienie. Dlatego też decydując się na instalację fotowoltaiczną w lokalizacji gdzie śnieg występuje mamy do wyboru albo zastosowanie modułów tradycyjnych licząc się z faktem, że przypadku jego zalegania na modułach nie będziemy mieli produkcji prądu albo wybór droższych modułów z systemem ogrzewania zapobiegającym zamarzaniu wody na powierzchni modułu.

Rodzaje systemów montażu modułów fotowoltaicznych

Zasadniczy podział systemów montażowych dla modułów fotowoltaicznych wygląda następująco:

Systemy montażowe dachowe



Rys. 5. Przykład dachowego systemu montażowego dedykowanego do dachówki

Źródło: <http://www.instsani.pl/519/system-montazu-dla-dachu-pokrytego-dachowka-ceramiczna> [dostęp: 20.06.2018]

Systemy montażowe wolnostojące



Rys. 6. Przykład naziemnego systemu montażowego

Źródło: <https://www.indiamart.com/proddetail/aluminium-solar-mounting-structure-10795911762.html> [dostęp: 20.06.2018]

Systemy montażowe ruchome



Rys. 7. Przykładowy system montażowy oparty na trackerach

Źródło: <http://www.iparu.com/dual-axis-tracker-pst-2a1> [dostęp: 20.06.2018]

Systemy montażowe zintegrowane z budynkiem



Rys. 8. Przykładowy system montażowy zintegrowany z budynkiem BIPV

Źródło: <https://www.solarpowerworldonline.com/2014/12/quick-run-bipv/> [dostęp: 20.06.2018]

Wytrzymałość mechaniczna systemów montażowych modułów fotowoltaicznych

Jak każda konstrukcja mechaniczna tak i system montażu modułów fotowoltaicznych musi spełniać odpowiednie normy aby mogły być użyte do realizacji projektów PV. Systemy montażowe powinny posiadać atesty zapewniające prawidłowe i trwałe mocowanie modułów fotowoltaicznych.

Zasady rozmieszczenia modułów fotowoltaicznych na dachach budynków

Podstawową rolą systemów fotowoltaicznych jest produkowanie energii elektrycznej z promieniowania słonecznego. Dlatego też instalując system na dachu budynku z powodu ograniczonej powierzchni czynnej do wykorzystania powinniśmy rozmieszczać moduły według następujących zasad:

- unikanie zacienienia modułów przez elementy i rośliny wystające ponad płaszczyznę dachu,
- wszystkie moduły podłączone do jednego układu śledzenia punktu maksymalnej mocy powinny mieć zapewnione te same warunki nasłonecznienia (powinny być ustawione pod tym samym kątem w pionie i poziomie),
- zapewnić niezbędne marginesy montażowe oraz technologiczne w celu umożliwienia późniejszej eksploatacji instalacji PV.

Unikanie zacienienia

Podstawowy problem polega na rozmieszczeniu modułów fotowoltaicznych tak, aby ich powierzchnia pozostawała nie zacieniona przez cały rok, a przynajmniej w okresach letnich oraz późnowiosennych, letnich i wczesnojesiennych, gdy nasłonecznienie jest najsilniejsze. Zazwyczaj jednak, mimo znacznej „wolnej” powierzchni dachowej, jest ona okresowo zacieniana przez szereg istniejących elementów, jak np. kominy wentylacyjne, okna dachowe, maszty antenowe, bazowe stacje telekomunikacyjne, centrale klimatyzacyjne, maszty antenowe, nadbudówki, wysokie gzymsy, attyki itp.

Unikanie wzajemnego zacienienia

Zespoły modułów PV układane szeregowo jeden za drugim, mogą wzajemnie się zacieniać. Ryzyko jest tym większe im wyższy dany szereg. Aby tego uniknąć, zespoły modułów PV muszą być odsuwane od siebie na większą odległość. Przy nisko padającym słońcu zimowym, a więc i relatywnie dłuższym świetlocieniu, odległość ta powinna wynosić przynajmniej trzy wysokości zespołu modułów PV, stanowiącego szereg zacieniający.

Uwzględnienie warunków atmosferycznych

Zespół taki musi być ponadto uniesiony na pewną wysokość, aby wyeliminować negatywne skutki zalegania pokrywy śnieżnej i wody. Nachylenie modułów zmniejsza wysokość instalacji PV, niemniej zabiera relatywnie więcej powierzchni poziomej dachu.

Spełnienie wymogów obciążeń mechanicznych

Należy liczyć się tu również z wymogami konstrukcyjnymi dotyczącymi maksymalnych obciążeń, jakie może przenieść stropodach. Inne ograniczenie stanowią warunki techniczne i normy budowlane, dotyczące np. relacji wysokościowych pomiędzy kominami lub wyprowadzeniami klimatyzacyjnymi, a innymi elementami dachu budynku. Poza sytuowaniem na tradycyjnych dachach, moduły PV stosowane są coraz częściej w obrębie dachów przeszklonych. Stanowi to kolejny krok w rozwoju technologii PV w budownictwie i architekturze.

4.7. Profil energetyczny konsumentów

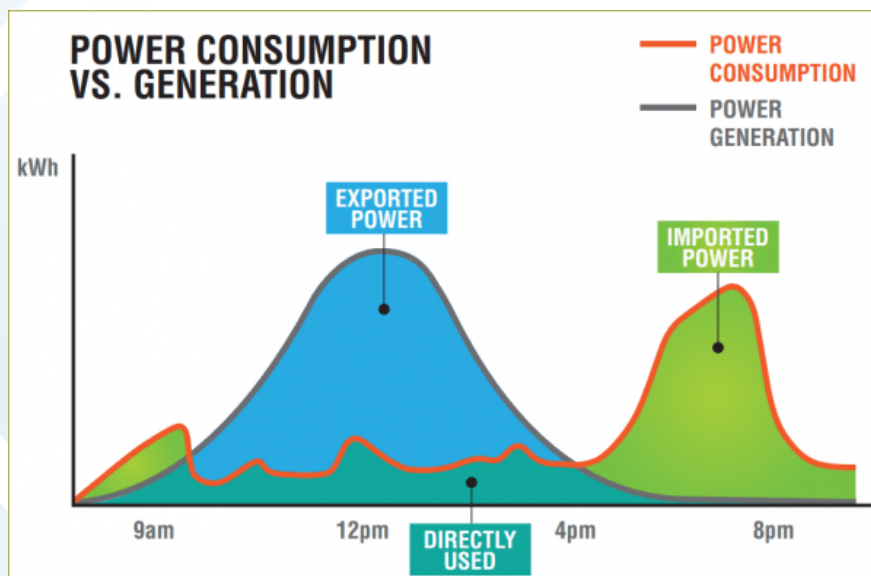
Przed określeniem mocy instalacji fotowoltaicznej należy przeanalizować profil energetyczny odbiorcy określając jego zapotrzebowanie na energię elektryczną. Najlepiej jest to zrobić w cyklach: dobowym, tygodniowym, miesięcznym i rocznym. Prawidłowe określenie zapotrzebowania na energię elektryczną będzie podstawą do doboru mocy generatora fotowoltaicznego i ewentualnej pojemności magazynu energii. Optymalne wykonanie analizy, odpowiedni dobór rodzaju instalacji i jej komponentów będzie umożliwiało szybki zwrot inwestycji oraz poprawne działanie systemu fotowoltaicznego zgodne z oczekiwaniami inwestora.

Zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach domowych

Roczne zużycie energii elektrycznej w domu zależy od tego ilu jest mieszkańców, jakie urządzenia elektryczne posiadamy oraz ile czasu korzystamy z tych urządzeń i z jaką częstotliwością.

Roczne zużycie energii elektrycznej w domu

Wg oficjalnych statystyk gospodarstwo domowe 2+2 zużywa rocznie od 1900 kWh do 2500 kWh (dwójka rodziców z dwójką dzieci). Osoby samotne zużywają rocznie około 1000 kWh, a model rodziny 1+1 od 1200–1500 kWh. Zatem liczba członków rodziny ma duże znaczenie dla zużycia energii. Zmniejszenie zużycia energii elektrycznej możliwe jest poprzez zmianę przyzwyczajeń członków rodziny lub inwestycje w urządzenia o wysokiej klasie energooszczędności.



Rys. 1. Przykładowe dobowe zużycie energii elektrycznej w gospodarstwie domowym

Gdzie: Power consumption vs. generation – Zużycie energii a wytwarzanie; Power consumption – zużycie energii; Power generation – Wytwarzanie energii; Exported power – Wyeksportowana energia; Imported power – Importowana energia; Directly used – Bezpośrednio używana.

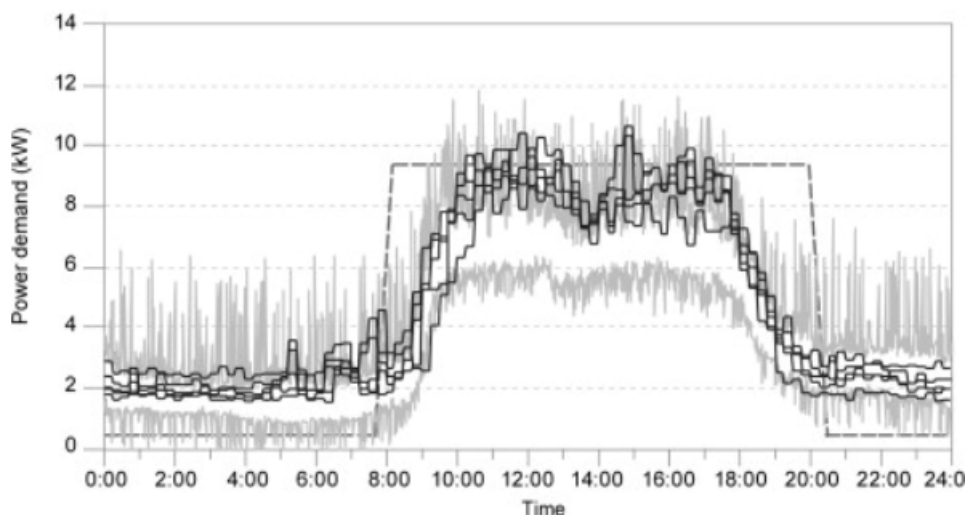
Źródło: <http://thatpowerguy.nz/solar/solar-power-system-size/> [dostęp: 20.06.2018]

Zużycie energii elektrycznej w zakładach przemysłowych

Obiekty przemysłowe zużywają 33% globalnej energii, wyprzedzając pod tym względem pozostałe segmenty odbiorców, takie jak transport, budynki użytkowe czy mieszkalne. Właściciele przedsiębiorstw są zazwyczaj świadomi wpływu zużycia energii na koszty funkcjonowania firmy, jednak wiele możliwości dotyczących poprawy efektywności energetycznej nie jest przez nich wykorzystywanych.

W zależności od sektora zużycie energii elektrycznej ma różny charakter. Są zakłady które pracują w trybie ciągłym 7 dni/24 godziny, a są takie które pracują w cyklu poniedziałek piątek. Część firm pracuje na jedną zmianę w godzinach 6–14, część na dwie w godzinach 6–14 i 14–22. Natomiast obiekty biurowe pracują w godzinach 8–18.





Rys. 2. Przykładowe dobowe zużycie energii elektrycznej w zakładzie przemysłowym

Gdzie: Power demand (kW) – Zapotrzebowanie na energię (kW); Time – czas.

Źródło: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778814001224#fig0025>

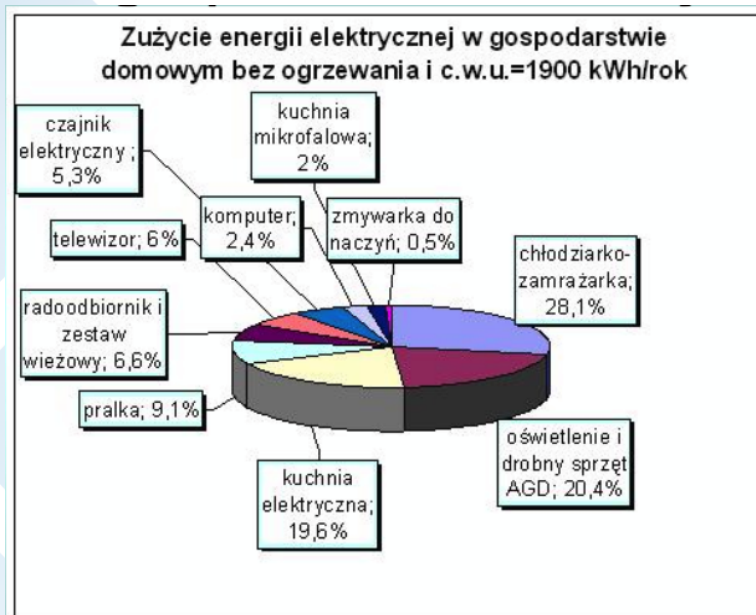
[dostęp: 20.06.2018]

Profile energetyczne wybranych odbiorników

Profil energetyczny odbiorcy można złożyć z profili energetycznych poszczególnych urządzeń wykorzystywanych przez odbiorców. Dla gospodarstw domowych można wyróżnić następujące odbiorniki:

- **odkurzacz** (standardowy) posiada moc około 1500W. Zakładając odkurzanie domu przez 15 minut co trzy dni, rocznie odkurzacz pracuje 30,4 godziny (h). Zużycie prądu w ciągu roku: $30,4 \text{ h} \times 1,5 \text{ kW} = 45,63 \text{ kWh}$;
- **lodówka** – zużycie prądu przez lodówkę zależy przede wszystkim od jej **klasy energooszczędności**, od miejsca jakie zajmuje w domu (im dalej od okien i grzejników, tym mniejszy pobór energii), a także od sposobu eksploatacji (regularne usuwanie oblodzenia, nie otwieranie drzwi co minutę), zużycie prądu w ciągu roku wynosi około 300-400 kWh;
- **czajnik elektryczny** to bardzo energochłonne urządzenie. Przeciętnie moc urządzenia to 2000 W, a gotowanie wody trwa 2 minuty. Używany około 3 razy dziennie generuje roczne zużycie energii na poziomie: $365 \times 3 \times 2 \times 2 \text{ kW} = 2190 \text{ min} \times 2 \text{ kW} = 36,5 \text{ h} \times 2 \text{ kW} = 73 \text{ kWh}$;
- **oświetlenie** – przy wykorzystaniu energooszczędnych żarówek o mocy 4–10 W oświetlenie nie generuje dużego zużycia energii elektrycznej. Oświetlenie wykorzystywane jest średnio 5h dziennie, bez podziału na okres zima, czy lato. W domu średnio znajduje się kilkanaście żarówek, z czego przez założone 5h dziennie działa tylko 8 sztuk. Zużycie energii elektrycznej w ciągu roku: $5 \text{ h} \times 365 \text{ dni} \times 6 \text{ W} = 10,95 \text{ kWh}$;
- **telewizor** – gdyby wziąć pod uwagę jedynie czas pracy urządzeń, stawka byłaby niższa, ale niestety urządzenia te pobierają energię mimo iż z nich nie korzystamy, gdyż znajdują się w tzw. trybie czuwania. Do tego dochodzą jeszcze wzmacniacze. 15 W w ciągu godziny to średni pobór energii w trybie czuwania. Podczas pracy jest to około 25 W. Załóżmy, że telewizor jest włączony przez 6 h dziennie, a przez 18 h pozostaje w trybie czuwania. Zużycie prądu w ciągu roku: $25 \text{ W} \times 6 \text{ h} \times 365 \text{ dni} = 54,75 \text{ kWh} + 10 \text{ W} \times 18 \text{ h} \times 365 \text{ dni} = 65,7 \text{ kWh}$. Podczas pracy telewizor zużywa mniej energii niż przez pozostałe godziny doby w trybie czuwania;

pralka wykorzystywana dwa razy w tygodniu w przeciągu roku robi 104 prania. Przeciętna pralka klasy energetycznej A zużywa 1,2 kWh na pranie. Zużycie prądu: $1,2 \text{ kWh} \times 104 = 124,8 \text{ kWh}$.



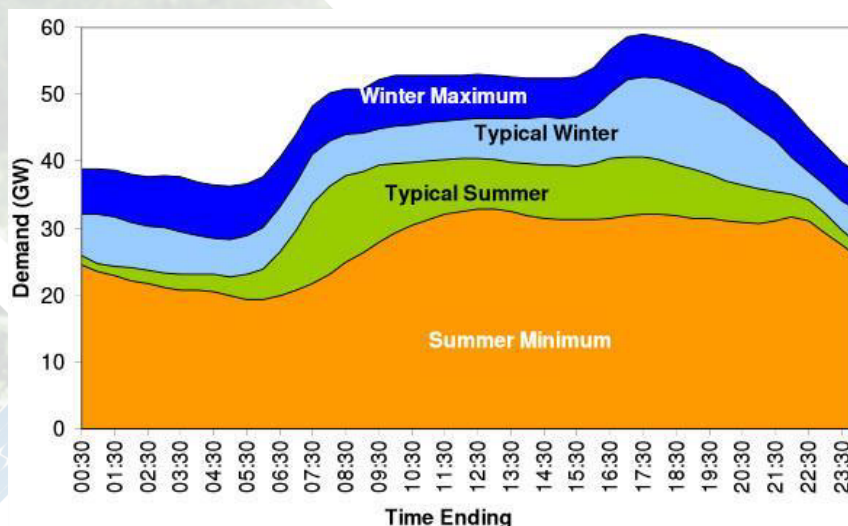
Materiał źródłowy:
„Problemy zastępowania energią elektryczną innych nośników energii w istniejących wielokondygnacyjnych budynkach mieszkalnych” - M. Krupa – praca magisterska - Politechnika Śląska, 2002, badania własne FEWE
Źródło: ARE S.A

Rys. 3. Przykładowe zużycie energii elektrycznej w gospodarstwie domowym

Źródło: <https://docplayer.pl/4999567-Praktyczne-metody-oszczedzania-energii-elektrycznej-w-gospodarstwach-domowych.html> [dostęp: 20.06.2018]

Zapotrzebowanie na energię elektryczną w cyklu dobowym

Na dobową zmienność obciążeń ma wpływ przede wszystkim rytm i aktywność życiowa ludzi. W sposób wyraźny zaobserwować można także wpływ sezonowości na przebieg dobowego poboru mocy. Niemniej jednak na poniższym wykresie widać wyraźnie dwa szczyty poranny i popołudniowy.



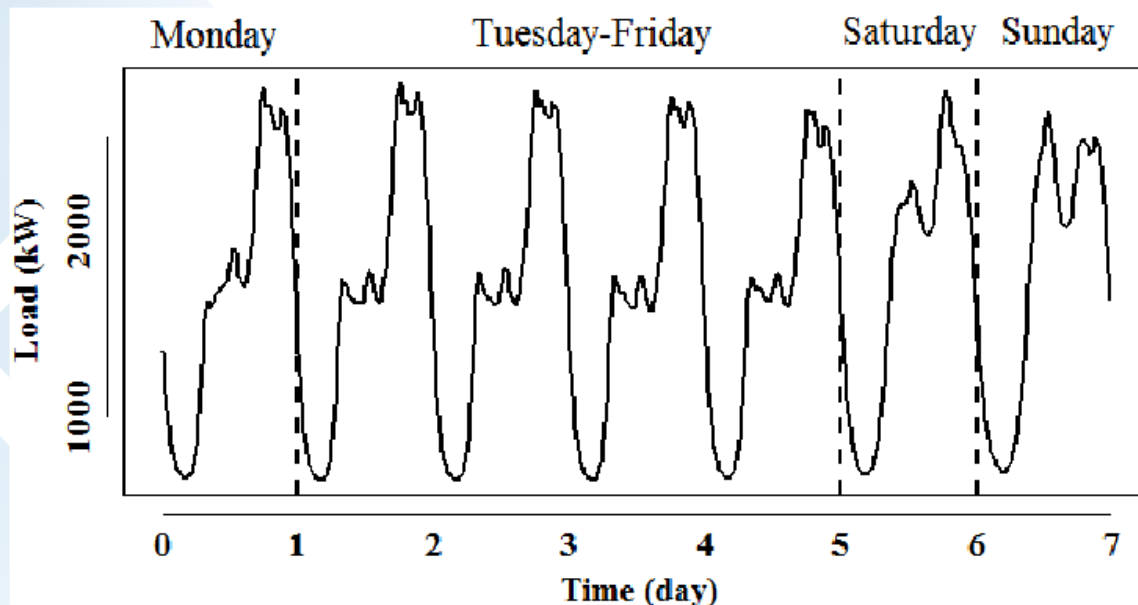
Rys. 4. Przykładowe dobowe zapotrzebowanie na energię z uwzględnieniem pory roku

Gdzie: Demand (GW) – Popyt (GW); Time Ending – Czas; Winter Maximum – Maksymalny zimowe zapotrzebowanie; Typical Winter – Standardowe zimowe zapotrzebowanie; Typical Summer – Standardowe letnie zapotrzebowanie; Summer Minimum – Minimalne letnie zapotrzebowanie.

Źródło: <https://energymag.net/daily-energy-demand-curve/> [dostęp: 20.06.2018]

Zapotrzebowanie na energię elektryczną w cyklu tygodniowym

Tygodniowa zmienność obciążeń wynika przede wszystkim z występowania dni roboczych oraz świątecznych i związanego z nimi cyklu i intensywności pracy. Pobory energii w okresie poniedziałek-piątek są zdecydowanie wyższe od okresu weekendowego, kiedy aktywność społeczeństwa jest zdecydowanie mniejsza (rys. 5).



Rys. 5. Przykładowe tygodniowe zapotrzebowanie na energię elektryczną

Gdzie: Load (kW) – Obciążenie (kW); Time (day) – czas (dzień); Monday – poniedziałek; Tuesday-Friday – wtorek-piątek; Saturday – sobota; Sunday – niedziela.

Źródło: https://www.researchgate.net/figure/Mean-weekly-profile_fig1_313453567 [dostęp: 20.06.2018]

Wskaźniki charakteryzujące zmienność obciążenia odbiorcy

Charakterystyczną cechą obciążeń elektroenergetycznych jest ich duża zmienność w czasie. Zmiany te mogą być regularne lub przypadkowe. Zmiany regularne obciążenia są spowodowane czynnikami astronomicznymi, zwyczajami ludności lub innymi przyczynami, które są łatwe do przewidzenia. Zmiany przypadkowe zachodzą nieregularnie i są powodowane czynnikami losowymi, takimi jak warunki atmosferyczne czy awarie w układzie elektroenergetycznym. Najczęściej wykorzystywanymi, podstawowymi wskaźnikami do scharakteryzowania dobowej zmienności obciążeń są:

- energia dobowa A_d ,
- dobowa moc szczytowa P_{ds} ,
- dobowa moc średnia $P_{dśr}$,
- dobowa moc obciążenia podstawowego P_{do} ,
- średni dobowy stopień obciążenia m_d ,
- dobowy stopień wyrównania obciążenia podstawowego l_{do} ,
- dobowy stopień obciążenia podstawowego m_{do} ,
- dobowy szczytowy stopień wyrównania l_{ds} ,
- dobowy współczynnik nierównomierności k_{dn} ,
- dobowy czas użytkowania mocy szczytowej T_{ds} .

4.8. Wymiarowanie systemu PV

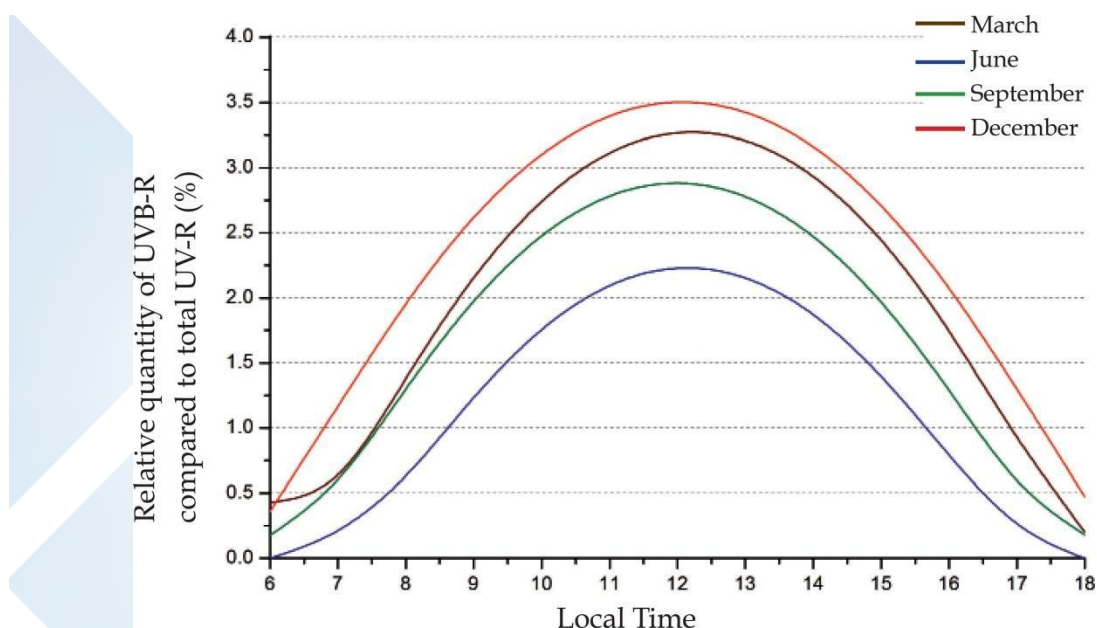
Prawidłowe wymiarowanie systemu fotowoltaicznego jest procesem złożonym. Chcąc zapewnić poprawną eksploatację systemu należy dobrać odpowiednią technologię modułów fotowoltaicznych, rodzaj falownika, system montażowy oraz systemy zabezpieczeń w zależności od panujących warunków technicznych i ekonomicznych. Kryteria doboru powinny zawierać w sobie zarówno aspekty techniczne poszczególnych elementów systemu, jakość wykonania, warunki gwarancji oraz cenę. Należy pamiętać o zależności pomiędzy sprawnością modułów a powierzchnią przez nie zajmowaną. Chcąc uzyskać daną moc generatora jego powierzchnia będzie rosła wraz ze spadkiem sprawności modułów fotowoltaicznych. Wybierając moduły należy zwrócić uwagę na ich parametry elektryczne. Przy szeregowym bądź równoległym łączeniu modułów fotowoltaicznych ich wydajność prądowa oraz napięciowa powinna być zbliżona. W przypadku dużych rozbieżności między parametrami elektrycznymi modułów, instalacja fotowoltaiczna nie będzie pracowała prawidłowo. W trakcie łączenia szeregowego napięcie łańcucha fotowoltaicznego będzie sumą napięć połączonych modułów, a maksymalny prąd łańcucha będzie odpowiadał modułowi o najmniejszej wydajności prądowej. Przy równoległym łączeniu modułów bądź łańcuchów napięcia modułów/łańcuchów powinny być takie same. W przeciwnym przypadku w kolektorze fotowoltaicznym pojawią się prądy wyrównawcze płynące między równolegle połączonymi gałęziami, zmniejszające wydajność prądową generatora fotowoltaicznego. Równoległe łączenie łańcuchów fotowoltaicznych o takich samych napięciach powoduje, że prądy z poszczególnych łańcuchów sumują się, a przewodem łączącym kolektor fotowoltaiczny z falownikiem płynie prąd o wartości równej sumie prądów z poszczególnych łańcuchów fotowoltaicznych.

Zarówno napięcie jak i prąd pojedynczego modułu może ulegać zmianom pod wpływem zmian natężenia promieniowania słonecznego oraz zmian temperatury. Dlatego łączenie modułów szeregowo oraz równoległe powinno być wykonywane tylko dla modułów, które charakteryzują się jednakową ekspozycją na słońce. Czyli powierzchnie robocze modułów ustawione są w tym samym kierunku, pod takim samym kątem nachylenia do linii horyzontu oraz żaden z modułów nie jest zacieniany.

Wpływ zmienności warunków pogodowych na produkcję energii elektrycznej w instalacji fotowoltaicznej

Docierająca do powierzchni Ziemi ilość promieniowania słonecznego jest zmienna w zależności od pory roku, warunków klimatycznych panujących w danej szerokości geograficznej, a w znacznie krótszej skali (minuty, sekundy) od przemieszczających się po nieboskłonie chmur.

Warunki klimatyczne, a w szczególności średnie roczne sumy nasłonecznienia docierającego na płaszczyznę horyzontalną, są głównymi determinantami ekonomicznej opłacalności wspomnianych systemów PV.



Rys. 1. Rozkład nasłonecznienia w ciągu roku

Gdzie: Relative quantity of UVB-R compared to total UV-R (%) – Względna ilość UVB-R w porównaniu z całkowitym UV-R (%); Local Time – czas lokalny; March – marzec; June – czerwiec; September – wrzesień; Decemebr – grudzień.

Źródło: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0365-05962015000300297 [dostęp: 20.06.2018]

Dostępne bazy danych pogodowych

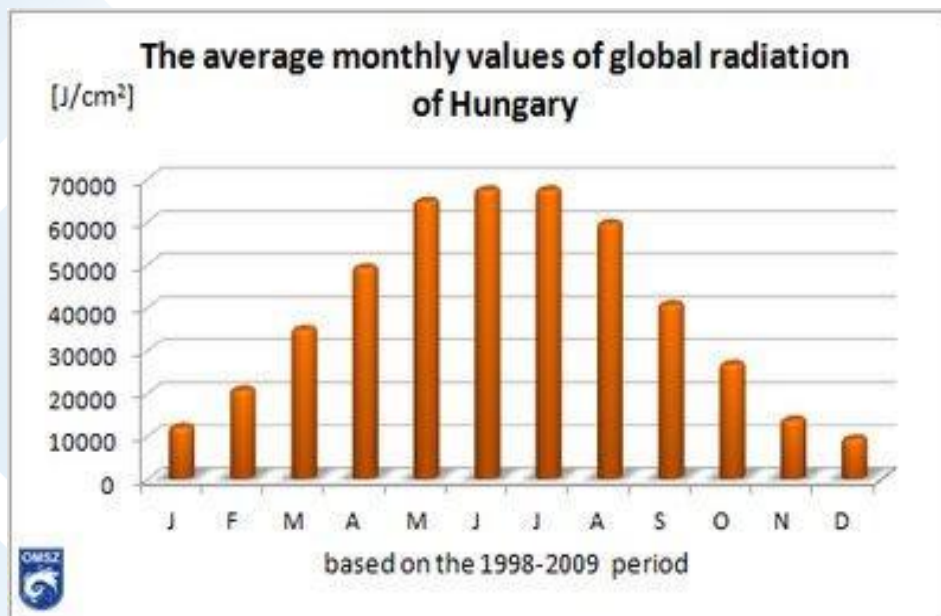
Istnieje bardzo dużo dostępnych baz danych pogodowych zarówno o zasięgu globalnym jak i lokalnym dla danego kraju. Jednym z nich jest Światowy Serwis Informacji Pogodowych (WWIS) gromadzi oficjalne obserwacje meteorologiczne, prognozy pogody oraz informacje klimatologiczne dla wybranych miast. Dane dostarczają Narodowe Służby Meteorologiczno-Hydrologiczne (NMHSs), funkcjonujące na całym świecie i zapewniające oficjalne informacje meteorologiczne dla poszczególnych krajów. Na stronie WWIS dostępne są również odnośniki do oficjalnych stron serwisów pogodowych Służb Meteorologicznych. W kwietniu 2018 roku serwis WWIS dostarczał oficjalne informacje pogodowe dla 2191 miast. Jednocześnie 135 służb meteorologicznych przysyłało prognozy dla 2052 miejsc. Natomiast dla 1985 miast dostępne były dane klimatyczne przekazywane przez 169 uczestniczących służb.

Komercyjne oprogramowanie do analizy warunków meteorologicznych

Jedną z baz danych jest baza Europejskiego Instytutu Energii i Transportu (IET – Institute for Energy and Transport), którego założycielem jest Komisja Europejska. Bazy danych rocznej sumy nasłonecznienia na powierzchnie poziomą i optymalnie nachyloną są ogólnie dostępne i można z nich korzystać np. za pośrednictwem aplikacji internetowych takich jak serwis PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). Aplikacje te umożliwiają ocenę zasobów energii słonecznej w wybranej lokalizacji oraz szacują uzyski energii elektrycznej z elektrowni fotowoltaicznych w zależności od ich mocy i lokalizacji.

Określanie średnich wartości promieniowania dla danej lokalizacji

W celu prawidłowego doboru wielkości maksymalnej mocy instalacji fotowoltaicznej należy określić w cyklu miesięcznym średnie wartości promieniowania słonecznego dla danej lokalizacji.



Rys. 2. Średnie miesięczne wartości promieniowania

Gdzie: *The average monthly values of global radiation of Hungary* – Średnie miesięczne wartości promieniowania na Węgrzech; *based on the 1998-2009 period* – na podstawie danych do 1998 do 2009; J – Styczeń; F – luty; M – marzec; A – kwiecień; M – maj; J – czerwiec; J – lipiec; A – sierpień; S – wrzesień; O – październik; N – listopad; D – grudzień.

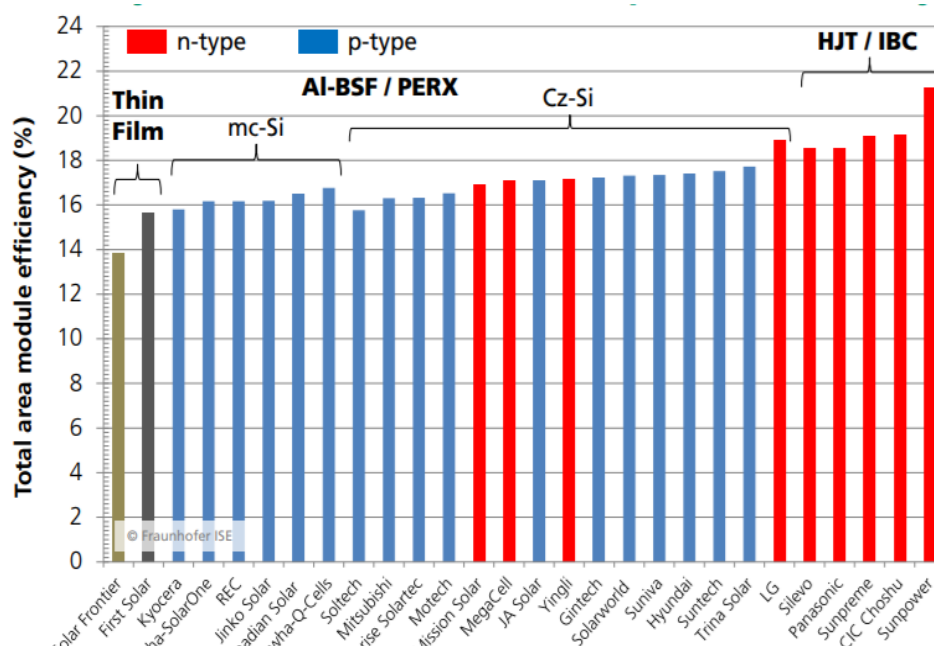
Źródło: https://www.met.hu/en/eghajlat/magyarorszag_eghajlata/altalanos_eghajlati_jellemzes/sugarzas/ [dostęp: 20.06.2018]

Sprawność instalacji fotowoltaicznej

Sprawność systemu fotowoltaicznego zależy od sprawności poszczególnych jego elementów. Elementy i urządzenia wchodzące w skład systemu fotowoltaicznego przetwarzają energię promieniowania słonecznego w energię elektryczną generując straty.

Sprawność sprzedawanych dziś modułów fotowoltaicznych zawiera się w granicach od 17 do 21% dla ogniw krzemowych. Sprawność falowników fotowoltaicznych mieści się w granicach od 96 do 98 %.

Ze względu na niską sprawność przetwarzania energii promieniowania słonecznego w ogniwach fotowoltaicznych należy dołożyć wszelkich starań aby straty związane z przesyłem wyprodukowanej energii elektrycznej były jak najmniejsze. Głównie chodzi o właściwy dobór złączy oraz o staranne wykonanie połączeń w systemie fotowoltaicznym. Dbłość o jakość wykonania połączeń w instalacji fotowoltaicznej będzie skutkowała zmniejszeniem strat energii i jednocześnie podniesie efektywność przetwarzania energii promieniowania słonecznego.



Note: Exemplary overview without claim to completeness; Selection is primarily based on modules with highest efficiency of their class and proprietary cell concepts produced by vertically integrated PV cell and module manufacturers; Graph: Jochen Rentsch, Fraunhofer ISE. Source: Company product data sheets. Last update: Nov. 2015.

Rys. 3. Sprawności modułów różnych producentów dla różnych technologii

Gdzie: Total area module efficiency (%) – Sprawności modułu (%);

Note: Exemplary overview without to completeness; Selection is primarily on modules with highest efficiency of their class and proprietary cell concepts produced by vertically integrated PV cell and module manufacturers – Uwaga: przykładowy przegląd nie jest on pełny; Wybór dotyczy przede wszystkim modułów o najwyższej wydajności w swojej klasie i zastrzeżonych koncepcji ogniw produkowanych przez producentów ogniw i modułów PV.

Źródło: za <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf> [dostęp: 20.06.2018]

Określenie uzysku energetycznego na podstawie średnich wartości promieniowania słonecznego

Dysponując średnimi wartościami promieniowania słonecznego dla poszczególnych miesięcy w danej lokalizacji można określić uzysk energetyczny danej instalacji przy założeniu najbardziej korzystnego kąta nachylenia modułów fotowoltaicznych i ich azymutu.

Wpływ kąta nachylenia modułów fotowoltaicznych do horyzontu na produkcję energii elektrycznej

W warunkach kąt padania promieniowania słonecznego na powierzchnię modułu zainstalowanego na stałe charakteryzuje się zmianami dobowymi oraz rocznymi. W zależności od pory dnia, pory roku oraz miejsca zainstalowania instalacji, kąt padania promieni słonecznych na powierzchnię modułu może zmieniać się w zakresie od 0 do 180°. Moduły fotowoltaiczne największą sprawność przetwarzania promieniowania słonecznego uzyskują przy kącie padania promieniowania słonecznego równym 90° w stosunku do powierzchni modułu. Utrzymanie takiego kąta zarówno w cyklu dobowym jak i rocznym możliwe jest tylko dzięki zastosowaniu układów nadążnych, śledzących pozycję Słońca. W instalacjach w których moduły fotowoltaiczne zainstalowane są na stałe – nieruchomo, kąt padania promieniowania słonecznego zmienia się, a co za tym idzie sprawność przetwarzania energii promieniowania słonecznego zmniejsza się.

Wpływ kąta azymutu modułów fotowoltaicznych na produkcję energii elektrycznej

Zapewnienie kierunku południowego, czyli kierunku najbardziej wskazanego ze względu na sprawność ogniw fotowoltaicznych jest w przeważającej większości przypadków (szczególnie dla instalacji dachowych) niemożliwe. Znając kąt azymutu jako odchylenie powierzchni panelu PV od kierunku południowego możemy określić jego wpływ na produkcję energii elektrycznej.

Azimuth

	90 °	75 °	60 °	45 °	30 °	15 °	0 °	- 15 °	- 30 °	- 45 °	- 60 °	- 75 °	- 90 °
90 °	56%	60%	64%	67%	69%	71%	71%	71%	71%	69%	65%	62%	58%
80 °	63%	68%	72%	75%	77%	79%	80%	80%	79%	77%	74%	69%	65%
70 °	69%	74%	78%	82%	85%	86%	87%	87%	86%	84%	80%	76%	70%
60 °	74%	79%	84%	87%	90%	91%	93%	93%	92%	89%	86%	81%	76%
50 °	78%	84%	88%	92%	95%	96%	97%	97%	96%	93%	89%	85%	80%
40 °	82%	86%	90%	95%	97%	99%	100%	99%	98%	96%	92%	88%	84%
30 °	86%	89%	93%	96%	98%	99%	100%	100%	98%	96%	94%	90%	86%
20 °	87%	90%	93%	96%	97%	98%	98%	98%	97%	96%	94%	91%	88%
10 °	89%	91%	92%	94%	95%	95%	96%	95%	95%	94%	93%	91%	90%
0 °	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%

Slope

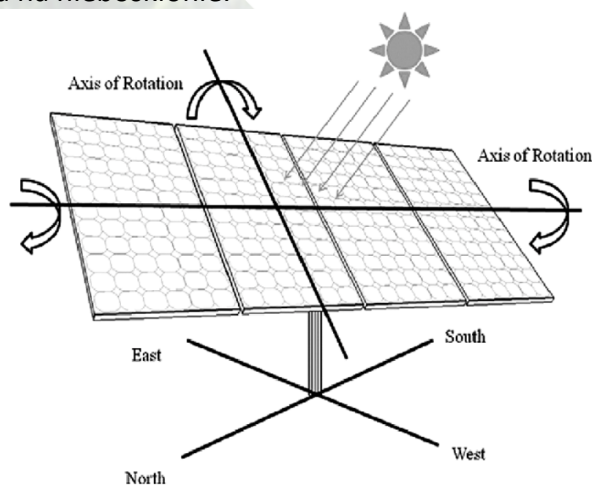
Rys. 4. Tabela zależności względnego uzysku od kąta nachylenia i azymutu

Gdzie: Azimuth – azymut; Slope – kąt nachylenia.

Źródło: <http://www.twojaenergia.pl/poradnik> [dostęp: 20.06.2018]

Zwiększenie produkcji energii elektrycznej przez zastosowanie systemów nadążnych

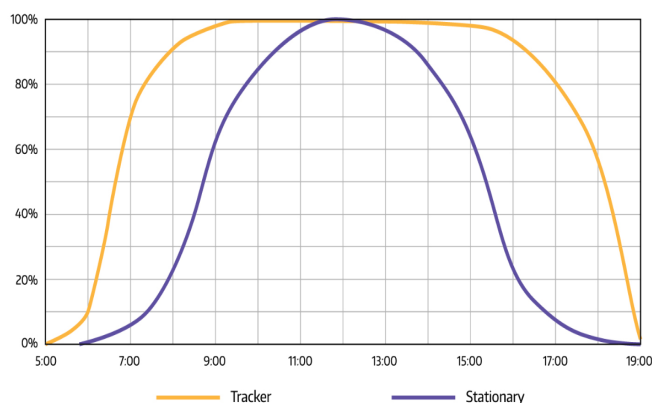
W celu poprawy wielkości wyprodukowanej energii elektrycznej w systemach PV stosuje się systemy nadążne. To urządzenie pozwala zwiększyć efektywność pozyskiwania energii nawet o 30–40%. W większości przypadków są to konstrukcje dwuosiowe pozwalające śledzić Słońce na horyzoncie w ciągu dnia z jednoczesną korektą położenia zależną od pory roku, czyli od położenia Słońca na nieboskłonie.



Rys. 5. Poglądowy rysunek systemu nadążnego

Gdzie: Axis of Rotation – Oś obrotu; East – Wschód; West – Zachód; North – Północ; South – Południe.

Źródło: <https://www.semanticscholar.org/paper/Design%2C-implementation-and-performance-analysis-of-Munna-Bhuyan/d143c1d713073ec0ada345f7b28ebdc7428b7c71/figure/0> [dostęp: 20.06.2018]



Rys. 6. Porównanie produkcji energii z PV dla instalacji z systemem nadążnym i bez systemu nadążnego

Gdzie: Tracker – system nadążny; Stationary – stacjonarny.

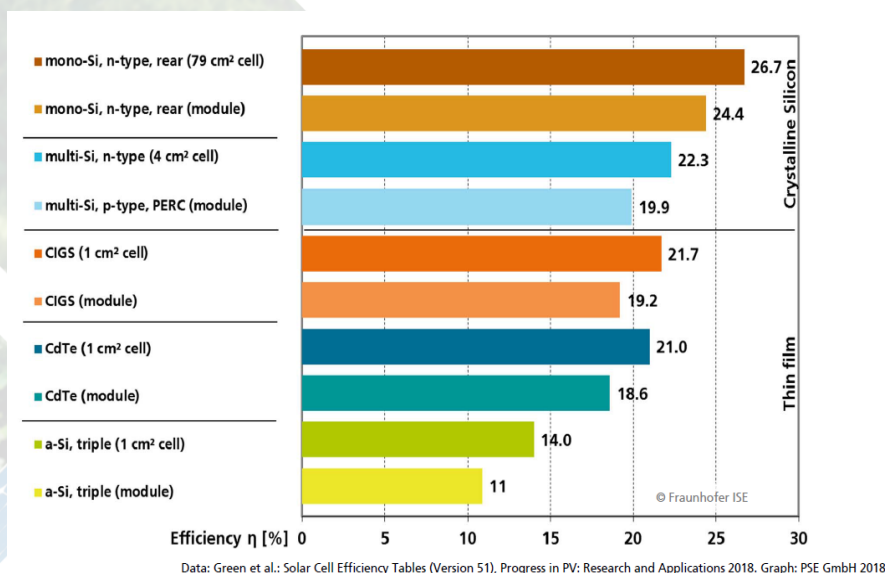
Źródło: <https://solarips.com/2016/02/like-a-sunflower-solar-pv-panels-track-the-sun/> [dostęp: 20.06.2018]

Określenie rodzaju instalacji fotowoltaicznej

Po wyznaczeniu podstawowych parametrów energetycznych jakie jesteśmy uzyskać w danej lokalizacji możemy przystąpić do określenia rodzaju naszej instalacji. Czy to będzie instalacja dachowa, czy na gruncie. A jak na gruncie to czy stała czy też z systemem nadążnym. Kluczowe jest czy dana instalacja będzie pracowała na nasze potrzeby oddając niewielkie ilości energii do sieci lub w ogóle) a może odwrotnie – jej zadaniem będzie maksymalizacja produkcji pod kątem zwrotu do sieci. Każdy z tych wyborów niesie za sobą konieczność stosowania określonych modułów, falowników co nie zostaje bez wpływu na koszt systemu. W tym momencie powinien nastąpić wybór rodzaju falownika – on-grid czy off grid a może z magazynem energii. Ponadto określić należy ilość niezależnych wejść MPPT.

Wybór rodzaju modułów fotowoltaicznych – sprawność, jakość wykonania, cena

W zależności od budżetu możemy przebiegać w modułach grubo i cienkowarstwowych, krzemowych lub wykonanych z innego półprzewodnika mając na uwadze nasze potrzeby.



Rys. 7. Efektywność różnych typów ogniw PV

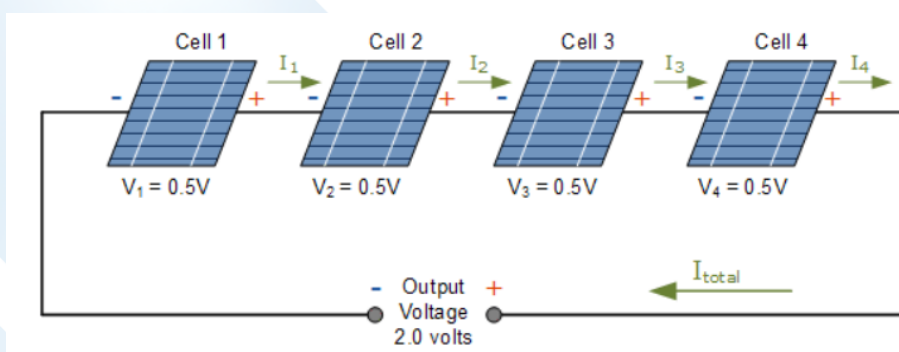
Gdzie: Efficiency η [%] – Efektywność η [%]; Thin film – Cienkowarstwowe; Crystalline Silicon – Krystaliczne krzemowe; cell – ogniwo; module – moduł.

Źródło: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf> [dostęp: 20.06.2018]

Określenie liczby modułów fotowoltaicznych

Jeżeli decyzja o rodzaju modułów fotowoltaicznych jest już podjęta, wytypowany został producent i jest dostępna karta katalogowa opisująca jego podstawowe parametry (napięcia, prądy sprawność itd.) można określić liczbę modułów niezbędną do uzyskania zakładanej mocy systemu. Liczbę modułów określa się dzieląc zakładaną moc generatora fotowoltaicznego przez moc wybranego pojedynczego modułu fotowoltaicznego. Do określenia liczby modułów można również zastosować podejście związane z wielkością obszaru (dachu, elewacji, działki) na którym planujemy zbudować generator fotowoltaiczny.

Łączenie szeregowe modułów fotowoltaicznych z uwzględnieniem temperaturowego współczynnika napięciowego



Rys. 8. Łączenie szeregowe modułów PV

Gdzie: Cell – ogniwo; Output Voltage – Napięcie wyjściowe.

Źródło: <http://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-power/pv-panel.html> [dostęp: 20.06.2018]

Mając wybrany falownik z jednym lub kilkoma wejściami MPPT ustala się maksymalną oraz minimalną liczbę modułów dla poszczególnych wejść falownika PV, budując łańcuchy szeregowe o napięciach nieprzekraczających dopuszczalnego napięcia wejściowego określonego w dokumentacji falownika fotowoltaicznego. Przy szacowaniu maksymalnej liczby modułów w łańcuchu fotowoltaicznym należy uwzględnić wpływ zmian napięcia w funkcji temperatury modułu PV.

$$L_{mod_max} < \frac{U_{MPPT\ max}}{U_{OC} \left(1 + (t_{min} - t_{STC}) \frac{\beta}{100\%} \right)} \quad (1)$$

gdzie:

- L_{mod_max} – maksymalna liczba modułów w łańcuchu fotowoltaicznym,
- $U_{MPPTmax}$ – maksymalne napięcie układu wejściowego MPPT falownika fotowoltaicznego,
- U_{OC} – napięcie obwodu otwartego modułu fotowoltaicznego,
- t_{min} – temperatura minimalna modułu fotowoltaicznego zakładana przez projektanta,
- t_{STC} – temperatura modułu fotowoltaicznego w trakcie testu w warunkach STC ($t_{STC}=25^{\circ}C$),
- β – współczynnik zmiany napięcia modułu fotowoltaicznego w funkcji temperatury wyrażony w $[\%/^{\circ}C]$.

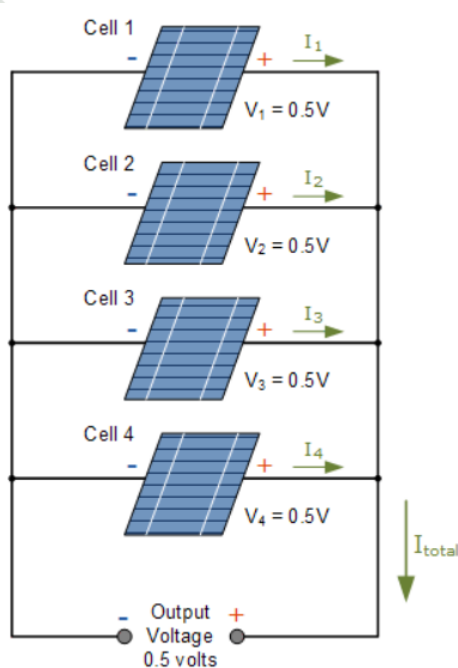
W trakcie doboru liczby szeregowo połączonych modułów fotowoltaicznych należy pamiętać, aby napięcie wytworzone w łańcuchu fotowoltaicznym było większe niż napięcie startu falownika fotowoltaicznego. W tym celu należy wyznaczyć minimalną liczbę modułów fotowoltaicznych.

$$L_{\text{mod_min}} > \frac{U_{\text{MPPT min}}}{U_N \left(1 + (t_{\text{max}} - t_{\text{STC}}) \frac{\beta}{100\%} \right)} \quad (2)$$

gdzie:

- $L_{\text{mod_min}}$ – minimalna liczba modułów w łańcuchu fotowoltaicznym,
- U_{MPPTmin} – minimalne napięcie układu wejściowego MPPT falownika fotowoltaicznego,
- U_N – znamionowe napięcie modułu fotowoltaicznego – napięcie w punkcie maksymalnej mocy,
- t_{max} – temperatura maksymalna modułu fotowoltaicznego zakładana przez projektanta,
- t_{STC} – temperatura modułu fotowoltaicznego w trakcie testu w warunkach STC ($t_{\text{STC}}=25^\circ\text{C}$),
- β – współczynnik zmiany napięcia modułu fotowoltaicznego w funkcji temperatury wyrażony w $[\%/\text{C}]$.

Łączenie równoległe modułów fotowoltaicznych z uwzględnieniem temperaturowego współczynnika prądowego



Rys. 9. Łączenie równoległe modułów PV

Gdzie: Cell – ogniwo; Output Voltage – Napięcie wyjściowe.

Źródło: <http://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-power/pv-panel.html> [dostęp: 20.06.2018]

W przypadku gdy instalacja fotowoltaiczna jest na tyle duża, że zachodzi konieczność łączenia równoległego modułów należy dokonać obliczeń całkowitych prądów wyjściowych generowanych przez każdy łańcuch fotowoltaiczny, uwzględniając zmianę prądu generowanego przez moduł w funkcji temperatury modułu. Maksymalna liczba łańcuchów połączonych równolegle musi być wyznaczona z uwzględnieniem maksymalnego prądu wejściowego falownika fotowoltaicznego oraz zmian wartości prądu modułu w funkcji temperatury.

$$n \leq \frac{I_{DCmax}}{I_{SC} \left(1 + (t_{max} - t_{STC}) \frac{\alpha}{100\%} \right)} \quad (3)$$

gdzie:

- n – maksymalna liczba łańcuchów fotowoltaicznych połączonych równolegle,
- I_{DCmax} – maksymalny prąd pojedynczego wejścia falownika fotowoltaicznego,
- I_{SC} – prąd zwarcia modułu fotowoltaicznego,
- t_{max} – temperatura maksymalna modułu fotowoltaicznego zakładana przez projektanta,
- t_{STC} – temperatura modułu fotowoltaicznego w trakcie testu w warunkach STC ($t_{STC}=25^{\circ}\text{C}$),
- α – współczynnik zmiany prądu modułu fotowoltaicznego w funkcji temperatury wyrażony w $[\%/^{\circ}\text{C}]$.

Określenie maksymalnej wartości prądu w przewodzie łańcucha fotowoltaicznego

Prąd pojedynczego łańcucha fotowoltaicznego jest równy co do wartości prądu pojedynczego modułu fotowoltaicznego. Zatem maksymalna wartość prądu łańcucha fotowoltaicznego będzie równa maksymalnej wartości prądu modułu fotowoltaicznego. Przy określaniu maksymalnej wartości prądu łańcucha fotowoltaicznego należy pamiętać o uwzględnieniu zmian prądu modułu w funkcji temperatury.

$$I_{str_max} = I_{SC} \left(1 + (t_{max} - t_{STC}) \frac{\alpha}{100\%} \right) \quad (4)$$

gdzie:

- I_{str_max} – maksymalny prąd łańcucha fotowoltaicznego,
- I_{SC} – prąd zwarcia modułu fotowoltaicznego,
- t_{max} – temperatura maksymalna modułu fotowoltaicznego zakładana przez projektanta,
- t_{STC} – temperatura modułu fotowoltaicznego w trakcie testu w warunkach STC ($t_{STC}=25^{\circ}\text{C}$),
- α – współczynnik zmiany prądu modułu fotowoltaicznego w funkcji temperatury wyrażony w $[\%/^{\circ}\text{C}]$.

Określenie maksymalnej wartości prądu w przewodzie kolektora fotowoltaicznego

Jeżeli w generatorze fotowoltaicznym połączone zostały co najmniej dwa łańcuchy fotowoltaiczne równolegle, to powstał kolektor fotowoltaiczny. Maksymalny prąd płynący w przewodzie kolektora fotowoltaicznego będzie sumą prądów połączonych łańcuchów fotowoltaicznych tworzących kolektor.

$$I_{k_max} = n \cdot I_{str_max} \quad (5)$$

gdzie:

I_{k_max} – maksymalny prąd w przewodzie kolektora fotowoltaicznego,
 n – liczba połączonych łańcuchów fotowoltaicznych,
 I_{str_max} – maksymalny prąd łańcucha fotowoltaicznego.

Określenie maksymalnej wartości prądu w przewodzie głównym generatora fotowoltaicznego

Gdy generator fotowoltaiczny składa się z kilku kolektorów fotowoltaicznych połączonych ze sobą równolegle, to maksymalny prąd generatora fotowoltaicznego równy jest sumie maksymalnych prądów połączonych kolektorów.

$$I_{G_max} = n_k \cdot I_{k_max} \quad (6)$$

gdzie:

I_{G_max} – maksymalny prąd w przewodzie generatora fotowoltaicznego,
 n_k – liczba połączonych równolegle kolektorów fotowoltaicznych,
 I_{k_max} – maksymalny prąd w przewodzie kolektora fotowoltaicznego.

Obciążalność przewodów fotowoltaicznych

Kluczowym parametrem charakteryzującym przewód DC instalacji fotowoltaicznej jest jego maksymalny prąd ciągły jaki może płynąć w obwodzie elektrycznym zbudowanym z wykorzystaniem tego przewodu. Ze schematu generatora fotowoltaicznego wynika, że najmniejszy prąd płynie w łańcuchu fotowoltaicznym, większy w kolektorze a największy w generatorze PV. Znając zasady obliczeń przekrojów przewodów (zawarte w wytycznych producentów kabli DC dla systemów PV) dokonujemy obliczeń spadków napięcia dla poszczególnych przewodów instalacji fotowoltaicznej. Należy zadbać, aby spadek napięcia na przewodach instalacji PV zarówno po stronie DC jak i AC nie był większy niż 1%. Jeżeli obliczone spadki napięć są większe niż 1% należy zwiększyć przekroje przewodów.

$$\Delta U_{\%} = \frac{2 \cdot I \cdot l}{U \cdot \gamma \cdot s} \cdot 100\%$$

gdzie:

$\Delta U_{\%}$ – względny spadek napięcia na analizowany odcinku przewodu[%],
 I – prąd długotrwały płynący przez przewód [A],
 l – długość analizowanego odcinka przewodu [m],
 s – przekrój przewodu [mm²],
 γ – konduktywność materiału z którego wykonane są żyły przewodu [S*m / mm²] (dla miedzi= 58,6).

4.9. Podłączenie system PV do sieci

Aspekty prawne dotyczące podłączenia instalacji fotowoltaicznej do sieci energetycznej

Instalacje fotowoltaiczne podłączone do sieci elektroenergetycznej (ON–GRID) umożliwiają sprzedaż wyprodukowanej energii. Włączenie do sieci systemu fotowoltaicznego możliwe jest dopiero po uzyskaniu i spełnieniu warunków przyłączenia, o które należy wystąpić do właściwego operatora systemu energetycznego.

Wniosek o przyłączenie do sieci energetycznej

W zależności od kraju w jakim ta instalacja jest prowadzona właściciele instalacji mogą skorzystać z procedury uproszczonej (dla mikroinstalacji) lub z procedury pełnej. We wniosku o warunki przyłączenia instalacji do sieci elektroenergetycznej wnioskodawca zobowiązany jest podać szczegółowe dane dotyczące liczby i typu falowników oraz liczby i typ planowanych do zainstalowania modułów fotowoltaicznych. Wiąże się to z wcześniejszym wykonaniem kompletnego projektu instalacji fotowoltaicznej.

W zależności od prawa energetycznego obowiązującego w danym kraju projekt może być wykonany tylko przez osoby posiadające niezbędne ważne uprawnienia do prowadzenia tego typu prac.

Określenie wielkości znamionowych instalacji fotowoltaicznej: napięcie znamionowe, moc znamionowa

W zależności od wielkości instalacji sprzedaż energii elektrycznej może być prowadzona bez koncesji – dla instalacji o mocy mniejszej niż określona przez prawo danego kraju.

Dla instalacji o większej mocy konieczne jest uzyskanie koncesji na sprzedaż energii elektrycznej wg. lokalnego prawa w danym kraju członkowskim UE. W obydwu przypadkach wymagane jest zawarcie umowy z dostawcą na sprzedaż energii elektrycznej. Proces uzyskiwania koncesji w zależności od kraju trwa kilka miesięcy i lepiej jest wiedzieć o tym fakcie na samym początku inwestycji uzyskując stosowne pozwolenie na obrót energią elektryczną.

W dokumencie dostarczonym do operatora sieci dystrybucyjnej należy podać również znamionowe parametry instalacji tj. moc znamionową, napięcie znamionowe (jedno lub trójfazowe) oraz przewidywana roczna produkcję energii elektrycznej, którą dana instalacja może dostarczyć do sieci. Dane te pozwolą dystrybutorowi energii elektrycznej prawidłowo bilansować energię w danym obszarze działania.

Dobór zabezpieczeń instalacji fotowoltaicznej po stronie napięcia przemiennego

Ponieważ system on grid jest podłączany do sieci elektroenergetycznej danego operatora to projekt instalacji fotowoltaicznej musi zawierać niezbędne zabezpieczenia zalecane przez tego operatora.

W ramach doboru zabezpieczeń po stronie napięcia przemiennego należy dobrać:

- zabezpieczenie nadprądowe,
- zabezpieczenie przeciwprzepięciowe
- zabezpieczenie różnicowo-prądowe

Zabezpieczenie nadprądowe – zwykle określone jest przez producenta w dokumentacji technicznej falownika. Jest zależne od maksymalnego prądu AC falownika PV. W przypadku gdy producent falownika nie określił wartości znamionowej prądu I_{zab} zabezpieczenia, należy

przyjąć wartość najbliższą z typoszeregu zabezpieczeń, większą niż maksymalny prąd I_{ACmax} AC falownika PV, zgodnie z zależnością:

$$I_{zab} > I_{ACmax}$$

Zabezpieczenie przeciwprzepięciowe dobierane jest w zależności od oszacowanego ryzyka wystąpienia bezpośredniego wyładowania atmosferycznego oraz od budowy falownika fotowoltaicznego zgodnie z poniższą tabelą.

Tabela 1. Dobór zabezpieczeń przeciwprzepięciowych

Instalacje fotowoltaiczne montowane na budynkach (dachy, elewacje)			
Ochrona odgromowa	Falownik wyposażony w transformator separacyjny	Typ zabezpieczeń przeciwprzepięciowych Strona DC	Typ zabezpieczeń przeciwprzepięciowych Strona AC
Brak ochrony odgromowej*	TAK	TYP 2	TYP 2
	NIE	TYP 2	TYP 2
Instalacja odgromowa jest, zachowane są odległości od zwodów poziomych i pionowych	TAK	TYP 2	TYP 2
	NIE	TYP 2	TYP 2
Instalacja odgromowa jest, nie są zachowane odległości od zwodów poziomych i pionowych	TAK	TYP 1+2	TYP 1+2
	NIE	TYP 1+2	TYP 1+2
Instalacje fotowoltaiczne naziemne			
Brak instalacji odgromowej	TAK	TYP 2	TYP 2
	NIE	TYP 2	TYP 2

* w przypadku gdy producent modułów fotowoltaicznych zaleca ich uziemienie, należy wykonać uziemienie modułów PV oraz instalację odgromową.

Zabezpieczenia przeciwprzepięciowe zakładamy na nieuziemionych przewodach roboczych. Jeżeli odległość generatora fotowoltaicznego od falownika fotowoltaicznego wynosi mniej niż 10 m, zabezpieczenia przeciwprzepięciowe montuje się tylko przy falowniku fotowoltaicznym. Jeżeli odległość generatora fotowoltaicznego od falownika fotowoltaicznego jest większa niż 10 m, to zabezpieczenia przeciwprzepięciowe montować należy przy falowniku fotowoltaicznym oraz przy generatorze fotowoltaicznym.

Dobór zabezpieczenia różnicowo-prądowego zależy od budowy i właściwości falownika fotowoltaicznego. Przy doborze zabezpieczenia różnicowo-prądowego należy zwrócić uwagę na zalecenia producenta falownika w zakresie prądów upływu. Istotnym elementem jest budowa falownika.

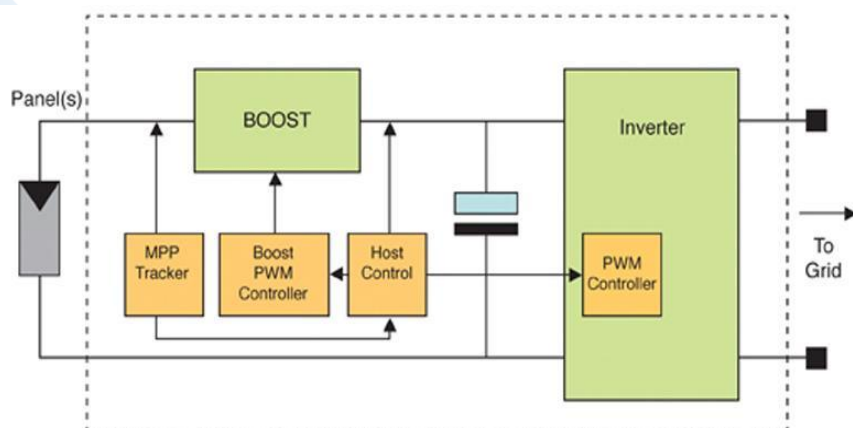
Tabela 2. Dobór zabezpieczenia różnicowo-prądowego

Falownik wyposażony w transformator separacyjny	Znamionowy prąd różnicowy zabezpieczenia*	Typ zabezpieczenia różnicowo-prądowego
TAK	30 mA	AC
NIE	30 mA	B

* Jeżeli producent zaleca inną wartość zabezpieczenia, należy dostosować się do zaleceń producenta falownika fotowoltaicznego.

Falowniki sieciowe (ON-GRID)

Falownik jest jednym z dwóch **najważniejszych elementów instalacji fotowoltaicznej**. Jego zadaniem jest zamiana prądu stałego, produkowanego przez obwód DC, na prąd zmienny, zsynchronizowany z siecią energetyczną.



Rys. 1. Podstawowy schemat blokowy falownika

Gdzie: Panel(s) – Panel; Boost – Przekształtnik podwyższający napięcie; MPP Tacker – Układ śledzenia mocy maksymalnej; Host Control – kontrola hosta; Inverter – falownik; PWM Controler – Kontroler modulacji szerokości impulsów; To Grid – do sieci.

Źródło: <https://www.powersystemsdesign.com/articles/the-promise-of-solar-technology/28/6289> [dostęp: 20.06.2018]

Na rynku spotykamy całą gamę falowników:

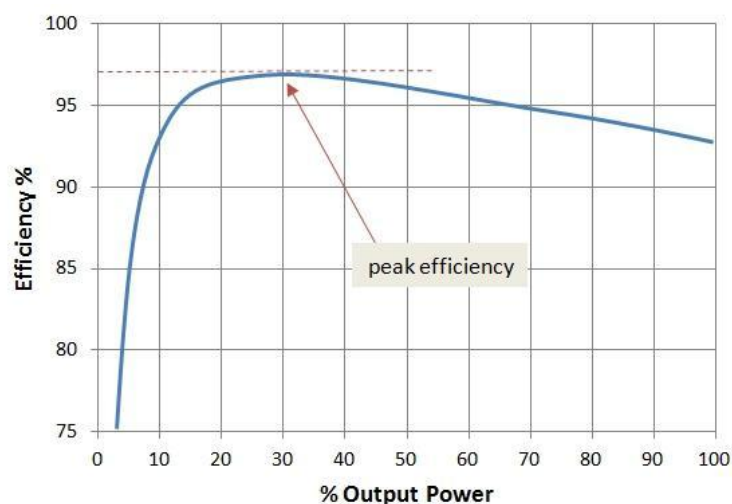
- z transformatorem,
- beztransfatorowe,
- jedno lub trójfazowe,
- centralne i łańcuchowe,
- posiadające jeden lub więcej niezależnych wejść MPPT
- mikrofalowniki tzw. modułowe.

Do małych instalacji przydomowych będzie potrzebny falownik o małej mocy (jedno lub trójfazowy) lub grupa mikrofalowników. Natomiast dla instalacji na skalę przemysłową należy zastosować falowniki o większej mocy centralne lub łańcuchowe.

Falownik solarny powinien charakteryzować się wysoką sprawnością i możliwością współpracy z jak największą ilością typów modułów PV. Sprawność falownika jest bardzo ważnym parametrem, gdyż pozwala uzyskać maksimum energii z instalacji fotowoltaicznej przy minimalnych stratach. Najlepsze falowniki małych mocy osiągają sprawność 97%, z kolei falowniki większych mocy są w stanie osiągnąć 98% sprawności. Jeżeli porównujemy falowniki ze względu na sprawność, należy to czynić po średniej sprawności ważonej dla różnego obciążenia falownika. Sprawność ta zawsze powinna być w karcie katalogowej pod nazwą sprawności EURO.

$$\eta_{EUR} = 0.03 \eta_{5\% \text{ obciążenia}} + 0.06 \eta_{10\%} + 0.13 \eta_{20\%} + 0.1 \eta_{30\%} + 0.48 \eta_{50\%} + 0.2 \eta_{100\%}$$

Jak widzimy z powyższego wzoru sprawność europejska uwzględnia pracę falownika w całym spektrum obciążenia co w praktyce lepiej odwzorowuje jego pracę w rzeczywistych warunkach.



Rys. 2. Charakterystyka sprawności falownika

Gdzie: Efficiency % – efektywność %; peak efficiency – maksymalna efektywność; Output Power – Moc wyjściowa.

Źródło: <https://www.e-education.psu.edu/eme812/node/738> [dostęp: 20.06.2018]

Funkcje bezpieczeństwa w falownikach sieciowych

Zgodnie z ustawodawstwem UE falowniki powinny spełniać podstawową normę opisującą bezpieczeństwo falowników w systemach fotowoltaicznych:

- IEC 62109-1:2010, EN 62109-1:2010, DIN EN 62109-1:2011 Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 1: General requirements;
- IEC 62109-2:2011, EN 62109-2:2011, DIN EN 62109-2:2012 Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 2: Particular requirements for inverters.

Zgodnie z obowiązującym prawem nie można stosować w instalacjach falowników nie spełniających w/w norm.

Dane znamionowe falowników fotowoltaicznych

Istnieje szereg kluczowych parametrów falowników dla systemów fotowoltaicznych.

Najważniejsze parametry falowników:

Parametry wejściowe:

- maksymalne napięcie wejściowe (bardzo czułe na przekroczenie),
- maksymalna moc wejściowa (strona DC),
- ilość wejść/trackerów,
- maksymalny prąd na jedno wejście/tracker MPP,
- zakres napięcia MPPT.

Parametry wyjściowe:

- maksymalna moc wyjściowa (strona AC),
- układ faz (jedno, trójfazowy),
- zakres synchronizacji napięcia wyjściowego,
- zakres częstotliwości,
- sprawność.

Pozostałe parametry falowników:

- Stopień ochrony (IP54, IP65),
- Napięcie wyjściowe międzyfazowe,
- Wsp THD (zawartość harmonicznych),
- Wymiary i waga,
- Zakres temperatury pracy,
- Dodatkowe zabezpieczenia AC/DC (bezpieczniki na wejściach, ochrona przeciwprzepięciowa, monitoring izolacji, kontrola polaryzacji),
- Sposób chłodzenia układów (grawitacyjny, wymuszony),
- Sposób zamiany prądu DC na AC (transformatorowy, beztransformatorowy),
- Układy monitorujące parametry elektryczne.

Wybór liczby układów śledzenia mocy maksymalnej w falowniku

W zależności od położenia dachu względem kierunku południowego możemy zastosować falownik z jednym układem MPPT (dla instalacji całkowicie skierowanej w kierunku południowym) lub z dwoma układami MPPT (dla instalacji z modułami umieszczonymi w kierunku wschodnim i zachodnim).



Rys. 3. Instalacja wschód (east) – zachód (west)

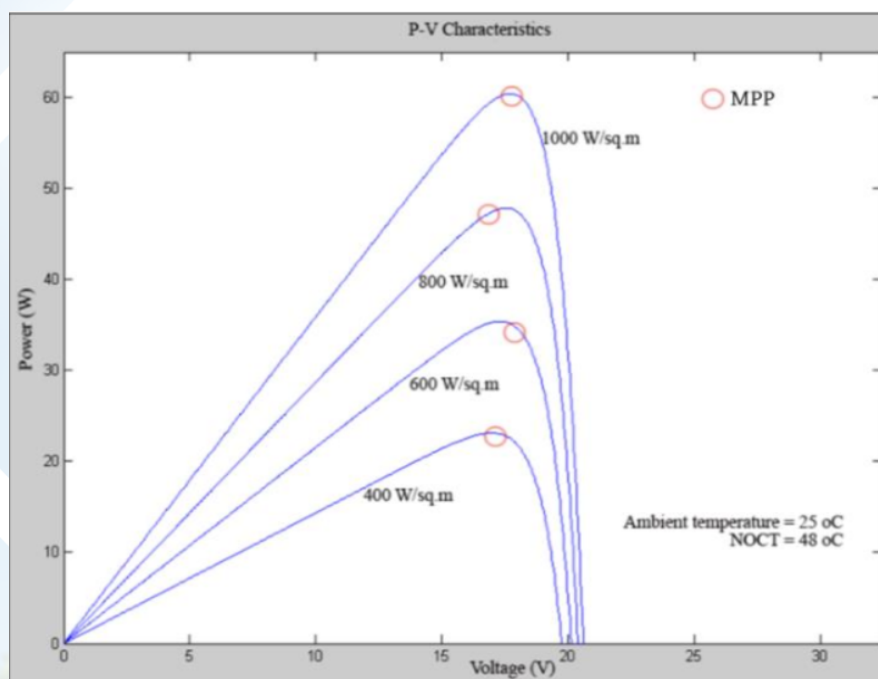
Źródło: <https://www.solarquotes.com.au/blog/an-eastwest-split-of-solar-panels-on-a-single-string-can-work-well/> [dostęp: 20.06.2018]



Rys. 4. Instalacja południowa

Źródło: <https://www.quora.com/Why-do-solar-panels-face-south> [dostęp: 20.06.2018]

Ponadto dla rozwiązań większej mocy, gdzie można wyróżnić większą ilość niezależnych obwodów z modułami DC konieczne będzie stosowanie falowników z 3 i 4 obwodami MPPT. Sprawność falownika zależy również w sposób bezpośredni od algorytmu poszukiwania punktu mocy maksymalnej. Zgodnie z poniższym rysunkiem w zależności od natężenia promieniowania punkt pracy zmienia się, a falownik powinien dzięki zaimplementowanemu algorytmowi nadążać z tymi zmianami.



Rys. 5. Zmienność punktu pracy falowników z układem MPPT

Gdzie: Power – moc; Voltage – napięcie; MPP – Punkt mocy maksymalnej; Ambient temperature – Temperatura otoczenia; NOCT – Normal Operating Cell Temperature (temperatura ogniwa w normalnych warunkach pracy)

Źródło: <https://www.semanticscholar.org/paper/Maximum-power-point-tracking-controller-using-P-and-Singh-Sarkar/89cc1255f020c31698fc6c90bc6d0872b523b39b/figure/1> [dostęp: 20.06.2018]

Dobór zabezpieczeń instalacji fotowoltaicznej po stronie napięcia stałego

Zabezpieczenie obwodu DC w instalacji fotowoltaicznej polega na dobraniu:

- zabezpieczenia przeciwprzepięciowego (zgodnie z tab. 1),
- zabezpieczenia nadprądowego.

Prawidłowo dobrany generator fotowoltaiczny nie wymaga stosowania zabezpieczeń nadprądowych na wejściach falownika fotowoltaicznego, ponieważ generator fotowoltaiczny nie wyprodukuje większego prądu niż maksymalny prąd zwarcia generatora. Zabezpieczenia nadprądowe stosowane są, gdy w generatorze fotowoltaicznym występują równoległe połączenia łańcuchów fotowoltaicznych. Jeżeli połączone są 3 lub więcej łańcuchy fotowoltaiczne wówczas na każdym z połączonych łańcuchów PV instaluje się zabezpieczenie nadprądowe uniemożliwiające przepływ prądu wstecznego o wartości większej niż $2 \times I_{PVmax}$. Charakterystyka zabezpieczenia nadprądowego powinna odpowiadać charakterystyce zabezpieczeń stosowanych w instalacjach fotowoltaicznych opisana najczęściej symbolami „gPV”. Prąd I_{zabDC} zabezpieczenia dobiera się na podstawie prądu I_{SC} zwarcia modułu fotowoltaicznego z typoszeregu zabezpieczeń po spełnieniu następującej zależności:

$$1,4I_{SC} \leq I_{zabDC} \leq 2I_{SC}$$

Zaleca się, aby dobrana z typoszeregu wartość prądu I_{zabDC} zabezpieczenia była jak najbliższa dolnej granicy wyznaczonego przedziału. Przy doborze wkładki bezpiecznikowej należy pamiętać, aby napięcie pracy bezpiecznika było o co najmniej 20% większe niż maksymalne napięcie U_{DCmax} zabezpieczanego łańcucha fotowoltaicznego.

4.10. Normy i specyfikacje techniczne związane z grupą tematyczną

Podział producentów energii z PV ze względu na wielkość instalacji

Mikroinstalacja – instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 120 kW.

Mikroinstalacje – przyłączenie do sieci

- Do przyłączenia instalacji OZE do sieci stosuje się w Polsce przepisy ustawy Prawo energetyczne.
- Brak opłaty za przyłączenie mikroinstalacji do sieci jest podstawą do odmowy decyzji.
- Przyłączenie mikroinstalacji do sieci następuje na podstawie zgłoszenia, gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia. Zgłoszenia dokonuje się po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i układu pomiarowo-rozliczeniowego (na koszt przedsiębiorstwa).
- Brak obowiązku uzyskania warunków przyłączenia i zawierania umowy o przyłączenie.

Mała instalacja – instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 500 kW, przyłączonej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 120 kW i nie większej niż 600 kW.

Małe instalacje – przyłączenie do sieci – wniosek

- Wniosek do lokalnego operatora sieci o wydanie warunków przyłączenia.
- Do wniosku załącza się wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego dopuszczający lokalizację źródła, a w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu.
- Plan zabudowy lub szkic określający lokalizację przyłączanego obiektu.
- Dokument potwierdzający tytuł prawny do korzystania z obiektu, w którym będą używane przyłączane instalacje.

Prawa i obowiązki producenta energii z PV w zależności od wielkości instalacji

Obowiązki informacyjne wytwórcy w mikroinstalacji względem operatora systemu dystrybucji (OSD):

- Informacja o ilości wytworzonej w mikroinstalacji energii elektrycznej oraz energii elektrycznej sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu, która została wytworzona

z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji i wprowadzona do sieci operatora elektroenergetycznego systemu dystrybucyjnego -w terminie 7 dni od dnia zakończenia kwartału

- Informacje o zmianach w działalności (rodzaj i moc mikroinstalacji, zawieszenie lub zakończenie wytwarzania) -w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych.
- Informacja o dacie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z mikroinstalacji (wytworzenie i wprowadzenie do sieci) lub o dacie zakończenia modernizacji tej instalacji – w terminie 7 dni od tej daty.

Regulacje prawne dla przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców energii elektrycznej,

Obowiązki informacyjne OSD względem Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki – informacje

OSD przekazuje informacje o:

- wytwórcach energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji,
- lokalizacji, rodzaju i zainstalowanej mocy elektrycznej mikroinstalacji przyłączonych do jego sieci

w terminie 14 dni od dnia ich przyłączenia lub zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji do jego sieci, oraz o:

- zmianie rodzaju mikroinstalacji i jej zainstalowanej mocy elektrycznej,
- odłączeniu mikroinstalacji od jego sieci

w terminie 14 dni od dnia uzyskania informacji o zmianie tych danych albo od dnia odłączenia mikroinstalacji od tej sieci.

Obowiązki informacyjne OSD względem Prezesa URE –sprawozdanie kwartalne

W terminie 45 dni od dnia zakończenia kwartału OSD przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie kwartalne zawierające:

- informacje dotyczące ilości energii elektrycznej wytworzonej z mikroinstalacji przez poszczególnych wytwórców oraz łącznej ilości energii elektrycznej sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu wytworzonej w mikroinstalacji i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej,
- wykaz wytwórców energii elektrycznej w mikroinstalacji, ze wskazaniem terminu wytworzenia przez poszczególnych wytwórców po raz pierwszy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji,
- wskazanie rodzaju mikroinstalacji oraz jej zainstalowanej mocy elektrycznej.

Sankcja za niewykonanie obowiązków informacyjnych przez OSD

- Prezes URE wymierza OSD karę pieniężną za:
- brak przedłożenia informacji w terminie – 1000 zł,
- brak przedłożenia sprawozdania w terminie – 10 000 zł.

Od decyzji w przedmiocie wymierzenia kary przysługuje odwołanie do SOKiK.

Przyłączenie do sieci – obowiązek przyłączenia

- Przedsiębiorstwo energetyczne będące operatorem sieci jest zobowiązane do przyłączenia odnawialnego źródła energii do swojej sieci, o ile istnieją ekonomiczne i techniczne warunki przyłączenia.

- W razie braku warunków technicznych przyłączenia do sieci operator jest zobowiązany do określenia planowanego terminu i warunków wykonania modernizacji i rozbudowy sieci oraz określenia terminu przyłączenia.
- Operator informuje również o wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej, gdy ta jest mniejsza od wnioskowanej przez podmiot ubiegający się o przyłączenie.
- Warunki przyłączenia ważne są 2 lata od dnia ich doręczenia; stanowią warunkowe zobowiązanie do przyłączenia do sieci.

Inne dodatkowe obowiązki OSD wynikające z ustawy OZE

- Pobieranie i rozliczanie opłaty OZE.
- Przekazywanie Prezesowi URE wniosków o wydanie gwarancji pochodzenia.

Świadectwa pochodzenia i inne system wsparcia dla producentów energii z OZE

Sektor prosumentów wspiera mechanizm rabatów. DOS są zobowiązane do pobierania energii z mikroinstalacji. W przypadku zasilania 1 kWh do sieci prosumenci mogą otrzymać 0,8 kWh w przypadku systemów o mocy poniżej 10 kW i 0,7 kWh w przypadku systemów o mocy od 10 do 50 kW. Ten mechanizm wsparcia wydaje się mieć stosunkowo niski potencjał rozwojowy. Znaczące dotacje pochodzą z programów europejskich i krajowych, które wspierają rozwój OZE. Szacuje się, że każdego roku wystąpi kilka tysięcy mikroinstalacji fotowoltaicznych.

Aukcje – zasady ogólne

- Nowe projekty mogą uczestniczyć w systemie wsparcia **wyłącznie poprzez mechanizm aukcyjny**.
- Z systemu aukcyjnego **wyłączone** są min. instalacje wykorzystujące biomasę o mocy **powyżej 50 MW**.
- Rada Ministrów do 30 listopada określa w drodze rozporządzenia **maksymalną ilość i wartość** energii, jaka może być zakupiona w roku następnym (25% dla instalacji poniżej 1 MW).
- Aukcje (co najmniej raz w roku) **organizuje i przeprowadza Prezes URE** (oddzielnie dla źródeł do i powyżej 1 MW).
- Zwycięzcą aukcji zostaje wytwórca, który zaoferuje **najtańszą** energię.
- Cena energii wyznaczana jest w oparciu o **cenę referencyjną określaną przez Ministra Gospodarki** co najmniej 60 dni przed przeprowadzeniem aukcji zgodnie z zasadami określonymi w projekcie Ustawy OZE.
- Podmiot zamierzający uczestniczyć w aukcji **podlega procedurze oceny formalnej** – obowiązek dostarczenia dokumentów oraz ustanowienia gwarancji bankowej lub wniesienia kaucji.
- Prezes URE wydaje zaświadczenie o dopuszczeniu do udziału w aukcji albo odmawia jego wydania **w ciągu 30 dni** od złożenia wniosku.
- Na odmowę wydania zaświadczenia **przysługuje zażalenie**.
- Termin ważności zaświadczenia wynosi **12 miesięcy**.
- Zawarcie umowy ze sprzedawcą zobowiązanym następuje **w terminie 6 miesięcy od zamknięcia aukcji**.
- Zakup energii następuje **po cenie ustalonej w ramach aukcji** z zastrzeżeniem indeksacji wskaźnikiem inflacji.
- Obowiązek zakupu dotyczy **tylko energii w ilości określonej w ofercie wytwórcy**.

- Rozliczenie obowiązku wytworzenia energii w ilości podanej w ofercie następuje **w okresach trzyletnich** (pod groźbą kary pieniężnej).
- Sprzedawcy zobowiązanemu i wytwórcy przysługuje **prawo pokrycia tzw. ujemnego salda**.

Ustawa o odnawialnych źródłach energii została zmieniona w dniu 7 czerwca 2018 r. Głównym celem nowej ustawy OZE jest poprawa zasad systemu aukcyjnego, co umożliwi odblokowanie kolejnej aukcji i uruchomienie nowych inwestycji w OZE. W znowelizowanej ustawie obowiązuje nowa zasada akumulacji wsparcia publicznego. Jednym z warunków jest wymóg, aby wsparcie operacyjne zostało zmniejszone o wszelkie wcześniej otrzymane wsparcie inwestycyjne. Warunek ten nazywany jest regułą kumulacji, której celem jest zapewnienie, że pomoc (lub inny rodzaj wsparcia) dla pojedynczego projektu – przyznanego z różnych źródeł – miała charakter proporcjonalny. Musi być ograniczona do minimum niezbędnego do realizacji tego zobowiązania – podało Ministerstwo Energii. Aukcje zostaną podzielone na kilka koszy, odpowiadających podziałowi dokonанemu w celu ustalenia cen referencyjnych. Fotowoltaika jest w koszyku z lądową energią wiatrową. Ministerstwo Energii przewiduje wsparcie dla elektrowni fotowoltaicznych o mocy do 750 MW (cena referencyjna 420 zł / MWh) i mniejszych farm wiatrowych do 120 MW (cena referencyjna 320 zł / MWh).

Prawa i obowiązki Certyfikowanego Instalatora OZE w Polsce

Dyrektywa OZE

Wyznaczając kierunki działania w tym zakresie, Dyrektywa OZE (2009/28/WE) narzuca państwom członkowskim tworzenie wzajemnie uznawanych systemów certyfikacji. Zgodnie z dyrektywą 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (OZE) przewiduje się wdrożenie systemów certyfikacji lub równoważnych systemów kwalifikowania instalatorów małych systemów OZE (kotłów i pieców na biomasę małej skali, systemów PV, systemów ciepła słonecznego, płytkich systemów geotermalnych oraz pomp ciepła). Te systemy certyfikacji powinny zostać zrealizowane do końca 2012 r.; każde państwo członkowskie uznaje certyfikaty przyznane w innych państwach członkowskich zgodnie z kryteriami określonymi w Dyrektywie.

Osoba dokonująca instalacji mikroinstalacji; małych instalacji; instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nie większej niż 600 kW (projekt ustawy o OZE) **może** wystąpić z wnioskiem do Prezesa Urzędu Dozoru Technicznego o wydanie certyfikatu instalatora.

Certyfikat nie jest jednak obowiązkowy, a przedsiębiorstwa energetyczne, które uzależniają przyłączenie instalacji od faktu posiadania certyfikatu, **działają bez podstawy prawnej**, dopuszczając się naruszenia przepisu art. 56 ust. 1 pkt 4 Prawo energetyczne (informacja Prezesa URE nr 40/2013).

Certyfikat wydaje się na 5 lat i możliwe jest przedłużenie jego ważności na kolejne 5 lat.

Warunki uzyskiwania oraz odnawiania certyfikatu

Warunki i tryb wydawania certyfikatów instalatorom mikroinstalacji i małych instalacji określone są w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. „Prawo Energetyczne”.

Warunki do uzyskania certyfikatu instalatora instalacji mikroinstalacji lub małych instalacji:

1. posiadanie pełnej zdolności do czynności prawnych oraz korzystanie z pełni praw publicznych;
2. brak skazania prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo umyślne przeciwko wiarygodności dokumentów i obrotowi gospodarczemu;
3. Posiadanie jednego z następujących dokumentów:
 - dyplomu potwierdzającego kwalifikacje zawodowe, wydanego na podstawie przepisów ustawy z dnia 7 września 1991 r. o systemie oświaty lub inny równoważny dokument potwierdzający kwalifikacje do instalacji urządzeń i instalacji sanitarnych, elektroenergetycznych, grzewczych, chłodniczych lub elektrycznych;
 - udokumentowane trzyletnie doświadczenie zawodowe w zakresie instalowania lub modernizacji urządzeń i instalacji: sanitarnych, energetycznych, grzewczych, chłodniczych lub elektrycznych,
 - świadectwa ukończenia co najmniej 2-semestralnych studiów podyplomowych lub równorzędnych, których program dotyczył zagadnień zawartych w zakresie programowym szkoleń określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 20v pkt 2;
 - zaświadczenie o ukończeniu szkolenia u producenta danego rodzaju odnawialnego źródła energii, które w części teoretycznej i praktycznej zawierało zagadnienia w zakresie projektowania, instalowania, konserwacji, modernizacji lub utrzymania w należytym stanie technicznym odnawialnego źródła energii;
4. Ukończenie szkolenia podstawowego dla osób ubiegających się o wydanie certyfikatu instalatora mikroinstalacji lub małej instalacji, poświadczone zaświadczeniem, przeprowadzone przez akredytowanego organizatora szkoleń, o którym mowa w art. 20q ust. 1 lub w art. 20w, w zakresie dotyczącym instalowania danego rodzaju odnawialnego źródła energii;
5. Złożenie z wynikiem pozytywnym egzaminu przeprowadzonego przez komisję egzaminacyjną, odpowiednio dla danego rodzaju odnawialnego źródła energii, nie później niż w terminie 12 miesięcy od dnia ukończenia szkolenia podstawowego.

lub

6. posiadanie pełnej zdolności do czynności prawnych oraz korzystanie z pełni praw publicznych;
7. brak skazania prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo umyślne przeciwko wiarygodności dokumentów i obrotowi gospodarczemu;
8. Posiadanie jednego z następujących dokumentów:
 - dyplomu potwierdzającego kwalifikacje w zawodzie technik urządzeń i systemów energetyki odnawialnej;
 - dyplomu potwierdzającego kwalifikacje zawodowe w zakresie urządzeń i systemów energetyki odnawialnej wydany na podstawie przepisów ustawy o systemie oświaty;
 - dyplomu ukończenia studiów wyższych na kierunku lub w specjalności w zakresie odnawialnych źródeł energii, albo urządzeń i instalacji sanitarnych, elektroenergetycznych, grzewczych, chłodniczych, cieplnych i klimatyzacyjnych lub elektrycznych wydany na podstawie przepisów ustawy z dnia 27 lipca 2005 r. – Prawo o szkolnictwie wyższym.

PRZEDŁUŻENIE CERTYFIKATU

W celu przedłużenia ważności certyfikatu należy złożyć wniosek nie później niż na 30 dni przed dniem upływu ważności uprzednio wydanego certyfikatu. Powinien on zawierać te same dane, które zawiera wniosek pierwotny, a ponadto oświadczenie, że Instalator spełnia warunki uzyskania certyfikatu.

Utrata certyfikatu – przyczyny cofnięcia certyfikatu

1. Ograniczenie lub utrata zdolności do czynności prawnych Instalatora.
2. Pozbawienie Instalatora z mocy prawomocnego wyroku sądowego praw publicznych.
3. Skazanie Instalatora prawomocnym wyrokiem sądu za umyślnie popełnione przestępstwo przeciwko wiarygodności dokumentów i obrotowi gospodarczemu.
4. Gdy certyfikat jest wykorzystywany przez Instalatora niezgodnie z jego zakresem lub istnieją udokumentowane dowody, że mikroinstalacja albo mała instalacja jest zainstalowana niezgodnie z obowiązującymi przepisami.

Instalator, któremu cofnięto certyfikat, może ubiegać się ponownie o wydanie certyfikatu po upływie roku od dnia cofnięcia certyfikatu.

4.11. Czynniki wpływające na wydajność pracy

System fotowoltaiczny stanowi szereg elementów, w których dokonują się przemiany energetyczne. W ogniwach fotowoltaicznych występuje konwersja energii fotonu na energię elektryczną, w regulatorach napięcia energia elektryczna napięcia i prądu stałego transformowana jest na energię elektryczną napięcia i prądu stałego o innych parametrach, natomiast w falowniku dokonywana jest transformacja energii elektrycznej z postaci prądu i napięcia stałego na prąd i napięcie przemiennie, w akumulatorach następuje konwersja energii elektrycznej na energię chemiczną i odwrotnie.

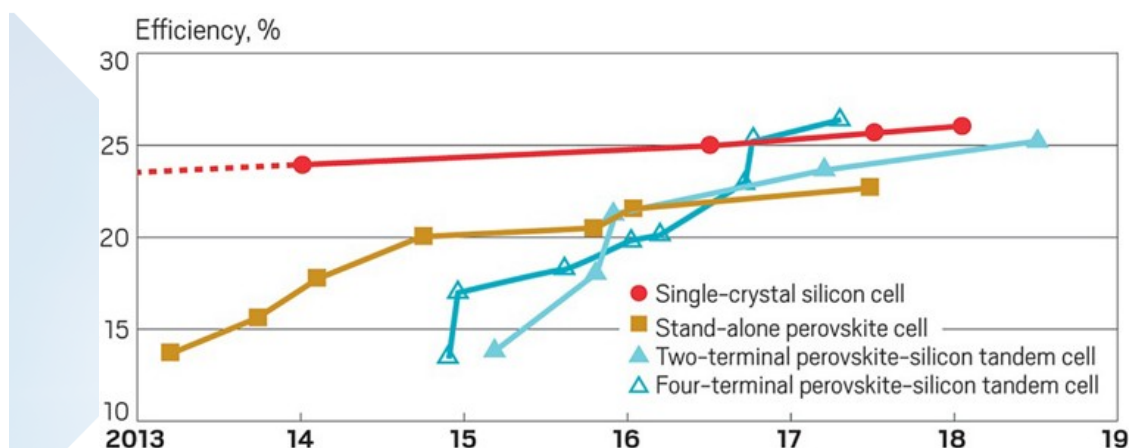
Każdy przetwornik energii elektrycznej charakteryzuje się pewną sprawnością – mniejszą od jedności. Ogólna sprawność dla całego systemu fotowoltaicznego jest iloczynem sprawności poszczególnych elementów systemu. W celu uzyskania możliwie najwyższej efektywności energetycznej systemu fotowoltaicznego należy odpowiednio dobrać komponenty systemu tak, aby przez większość czasu pracowały w przedziale najwyższych sprawności.

Analiza zmian sprawności poszczególnych elementów systemu w funkcji obciążenia oraz zaprezentowanie kryteriów doboru elementów składowych systemu pozwoli na uzyskiwanie efektywnych energetycznie konfiguracji systemów fotowoltaicznych.

Sprawność modułów fotowoltaicznych

W zależności od zastosowanego rodzaju modułów fotowoltaicznych ich sprawność będzie inna. Ponadto wpływ temperatury na pracę ogniw będzie różny dla każdego z rodzaju modułów, co również będzie wpływało na jego sprawność w konkretnych warunkach pracy. Dlatego też planując system fotowoltaiczny należy mieć na uwadze prawidłowy dobór rodzaju modułów do konkretnych warunków pracy.

W większości przypadków instalacje fotowoltaiczne zbudowane są z modułów wykonanych w technologiach krzemowych (mono i polikrystalicznych). Ich sprawność oscyluje w zakresie 17–21%.



Rys. 1. Sprawność modułów PV dla różnych technologii

Gdzie: *Single-crystal silicon cell* – ogniwo z pojedynczych kryształów krzemowych; *Stand-alone perovskite cell* – Samodzielne perowskitowe ogniwa; *Two-terminal perovskite-silicon tandem cell* – tandemowe ogniwo perowskito-krzemowe; *Four-terminal perovskite-silicon tandem cell* – Cztero-biegunowe tandemowe ogniwa perowskito-krzemowe.

Źródło: <https://cen.acs.org/energy/solar-power/Perovskite-progress-pushes-tandem-solar/96/i24> [dostęp: 20.06.2018]

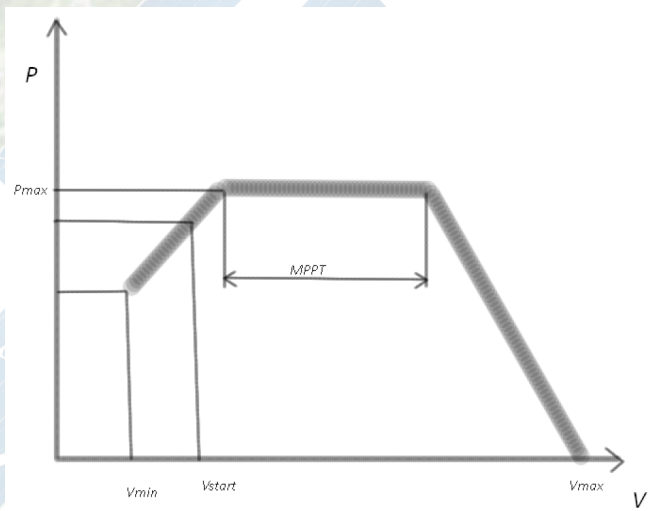
Sprawność falowników fotowoltaicznych

Sprawność maksymalna falowników fotowoltaicznych jest wysoka i osiąga wartości się w zakresie 96-98,5%. Niemniej jednak z powodu fluktuacji napięć wejściowych DC praca z maksymalną sprawnością zdarza się rzadko. Dlatego też aby zapewnić pracę z możliwie największą sprawnością należy starannie przeprowadzić proces dopasowania napięć DC na styku moduły PV a wejście MPPT falownika.

Zakres pracy falownika mieści się pomiędzy napięciem U_{start} a napięciem U_{max} , a jego sprawność zależy od wartości napięcia wejściowego jest zmienna.

Gdy napięcie po stronie DC uzyska wartość V_{start} , falownik załącza się i rozpoczyna poszukiwanie punktu mocy maksymalnej. Jeżeli punkt ten znajduje się pomiędzy V_{min} a V_{start} , falownik załączy się i rozpocznie pracę. Dopóki napięcie nie przekroczy minimalnej wartości zakresu MPPT, pracuje z niepełną mocą. Najwyższą sprawność falownik uzyskuje przy napięciu V_{nom} .

Z tego wynika, że konfiguracja łańcuchów paneli PV powinna dawać napięcie bliskie V_{nom} falownika.



Rys. 2. Moc dostępna z falownika w zależności od napięcia wejściowego

Dopasowanie modułów do falownika

Każdy falownik posiada w karcie charakterystyki dwie moce użytkowe:

- moc znamionowa prądu stałego DC,
- moc nominalna prądu zmiennego AC.

Nominalną mocą prądu zmiennego AC dla falownika, jest moc, którą może on dostarczać w sposób ciągły w temperaturze otoczenia $25^{\circ} \pm 2^{\circ}\text{C}$.

Moc znamionowa prądu stałego DC dla falownika ($P_{INV\ DC}$) jest ok. 5% wyższa, niż jego moc nominalna AC.

Zakres mocy przy doborze falownika może być określony w następujący sposób:

$$0,8 P_{PV} < P_{INV\ DC} < 1,2 P_{PV}$$

gdzie: P_{PV} – moc zestawu modułów PV [Wp].

Zależność pomiędzy mocą zainstalowanych modułów PV, a maksymalną mocą falownika jest wyrażona za pomocą współczynnika wymiarowania falownika C_{INV} i może być wyliczona z następującego równania:

$$C_{INV} = \frac{P_{PV}}{P_{INV\ AC}}$$

gdzie:

P_{PV} – moc zainstalowanych modułów PV,

$P_{INV\ AC}$ – moc nominalna AC falownika.

Typowa wartość C_{INV} zawiera się w zakresie $0,83 < C_{INV} < 1,25$, ale z ekonomicznego punktu widzenia lepiej, jeśli $C_{INV} > 1$.

Odpowiedni dobór długości i przekrojów kabli DC oraz AC

Głównym celem doboru odpowiedniego przekroju przewodów jest uzyskanie jak najmniejszych strat przesyłu/spadków napięcia.

Zaleca się, aby spadek napięcia w obwodzie prądu stałego DC wynosił mniej niż 1% napięcia znamionowego systemu PV w STC, tak aby ograniczyć straty mocy na wszystkich przewodach DC do poziomu niższego niż 1% w STC. Straty na tym poziomie mogą być utrzymane z wykorzystaniem standardowych przekrojów przewodów dla systemów PV z falownikami pracującymi na wyższych napięciach wejściowych DC ($V_{MPP} > 120\text{V}$). (DGS, 2008)

Aby dobrać właściwy przekrój przewodów przy zachowaniu spadku napięcia poniżej 1% (w STC), należy zastosować poniższe równanie na wyliczenie powierzchni przekroju przewodu:

$$A_M = \frac{2 \cdot L_M \cdot I_{SC}}{1\% \cdot V_{MPP} \cdot \kappa}$$

gdzie:

L_M – długość przewodów okablowania modułów/łańcuchów [m],

I_{SC} – prąd łańcucha [A],

V_{MPP} – napięcie łańcucha [V],
 κ – konduktywność [$\text{m}/\Omega \text{ mm}^2$], dla miedzi $\kappa_{\text{Cu}} = 56$, dla aluminium $\kappa_{\text{Al}} = 34$].

Uzyskaną wartość należy następnie zaokrąglić w górę do najbliższego standardowego przekroju przewodu.

Następne równanie określa całkowite straty mocy (W) w okablowaniu modułów/łańcuchów dla wybranego przekroju przewodów:

$$P_M = \frac{2 \cdot n \cdot L_M \cdot I_{SC}^2}{A_M \cdot \kappa}$$

gdzie:

n – ilość łańcuchów modułów PV.

Gdy stosowane są różne długości przewodów dla łańcuchów, należy zastosować poniższe równanie:

$$P_M = \frac{2 \cdot I_{SC}^2}{\kappa} \cdot \left(\frac{L_1}{A_1} + \frac{L_2}{A_2} + \frac{L_3}{A_3} + \dots \right)$$

Główny przewód DC i przewody szyn DC dla podzestawów modułów PV muszą mieć zdolność przeniesienia maksymalnego prądu jaki może być przez te moduły wytworzony. Dla głównego przewodu DC należy przyjąć maksymalny prąd o wartości 1,25 razy większej niż maksymalny prąd zwarcia całego zestawu modułów PV dla warunków STC.

$$I_{\max} = 1,25 I_{SC \text{ PV}}$$

Przekrój przewodu musi zostać dobrany zgodnie z dozwolonym prądem maksymalnym przewodu. Ponownie, założony jest 1% spadek w odniesieniu do mocy nominalnej zestawu modułów PV.

Przekrój przewodu DC jest określony przez zależność:

$$A_{DC \text{ cable}} = \frac{2 \cdot L_{DC \text{ cable}} \cdot I_n^2}{(v \cdot P_{PV} - P_M) \cdot \kappa}$$

gdzie:

- $L_{DC \text{ Cable}}$ – długość przewodów okablowania modułu/łańcucha [m],
- I_n – nominalny prąd modułu PV [A],
- P_{PV} – nominalna moc modułu PV [W_p],
- P_M – strata mocy na linii głównego przewodu DC [W],
- κ – konduktywność,
- v – współczynnik strat $v = 1\%$ lub $v = 2\%$ dla rozwiązania niskonapięciowego.

Uzyskaną wartość należy następnie zaokrąglić w górę do najbliższego standardowego przekroju przewodu.

Następne równanie określa całkowite straty mocy (W) w okablowaniu modułów/łańcuchów dla wybranego przekroju przewodów:

$$P_M = \frac{2 \cdot L_{DCcables} \cdot I_n^2}{A_{DCcables} \cdot \kappa}$$

Wyliczenie przekroju przewodu dla przyłącza prądu zmiennego AC jest dokonywane z założeniem 3% spadku napięcia w odniesieniu do nominalnego napięcia sieci. Przekrój przewodu $A_{ACcable}$ jest obliczany ze wzoru:

$$A_{ACcables} = \frac{2 \cdot L_{ACcables} \cdot I_{nAC} \cdot \cos \varphi}{3\% \cdot V_n \cdot \kappa}$$

Dla połączenia jednofazowego:

- $L_{ACcable}$ – długość przewodu podłączeniowego AC [m],
- I_{nAC} – nominalne natężenie prądu zmiennego AC falownika [A],
- $\cos \varphi$ – współczynnik mocy (między 0,8 a 1,0),
- V_n – nominalne napięcie sieci, jednofazowa: 230V.

W przypadku połączenia trójfazowego:

$$A_{ACcables} = \frac{\sqrt{2} \cdot L_{ACcables} \cdot I_{nAC} \cdot \cos \varphi}{3\% \cdot V_n \cdot \kappa}$$

gdzie:

- V_n – nominalne napięcie sieci, trójfazowa: 400V.

Strata na przewodzie $P_{ACcable}$ dla wybranego przekroju przewodu określa się ze wzoru: dla jednej fazy:

$$P_{ACcables} = \frac{2 \cdot L_{ACcables} \cdot I_{nAC}^2 \cdot \cos \varphi}{A_{ACcables} \cdot \kappa}$$

dla trzech faz:

$$P_{ACcables} = \frac{3 \cdot L_{ACcables} \cdot I_{nAC}^2}{A_{ACcables} \cdot \kappa}$$

Dobór kąta nachylenia modułów PV

Korzyści płynące z systemów PV zależą w znacznym stopniu od orientacji i nachylenia modułów. Są one powiązane z orientacją i nachyleniem dachów i fasad:

- Optymalna orientacja = południowa;
- Optymalne nachylenie = szerokość geograficzna (°) - 10° (ponad 30° w Europie).

Moduły zamontowane na fasadach są o 30% mniej wydajne niż dachowe.

Poniższa tabela pokazuje współczynniki do wyliczania strat wydajności systemów PV w zależności od orientacji i nachylenia modułów.

		WEST					SOUTH					EAST			
ROOF ANGLE		90°	75°	60°	45°	30°	15°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°	
	90°	56	60	64	67	69	71	71	71	71	69	65	62	58	
	80°	63	68	72	75	77	79	80	80	79	77	74	69	65	
	70°	69	74	78	82	85	86	87	87	86	84	80	76	70	
	60°	74	79	84	87	90	91	93	93	92	89	86	81	76	
	50°	78	84	88	92	95	96	97	97	96	93	89	85	80	
	40°	82	86	90	95	97	99	100	99	98	96	92	88	84	
	30°	86	89	93	96	98	99	100	100	98	96	94	90	86	
	20°	87	90	93	96	97	98	98	98	97	96	94	91	88	
	10°	89	91	92	94	95	95	96	95	95	94	93	91	90	
	0°	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	

Rys. 3. Sprawność instalacji w zależności od orientacji i kąta nachylenia

Gdzie: Roof angle – Kąt nachylenia dachu; West – Zachód; South – Południe; East – Wschód.

Źródło: <http://www.freesolarpanelsuk.co.uk/the-best-angle-and-orientation-for-solar-panels-in-the-uk.php>
[dostęp: 20.06.2018]

Warunki terenowe – możliwe występowanie zacielenia

Nawet jeśli przewidziano najlepszą orientację i kąt nachylenia modułów, system może być nieefektywny, jeśli nie wzięto pod uwagę zacielenia.

Istnieją dwa rodzaje zacielenia:

- zacielenie powodowane przez sąsiednie budynki, drzewa, ukształtowanie terenu,
- samo-zacielenie.

Pierwszy rodzaj zacielenia powinien być rozważony z uwzględnieniem:

- okresu zimowego, godzin porannych i wieczornych,
- wzrostu drzew,
- nowo planowanych budynków w okolicy.

Aby zapobiec tym problemom, można przewidzieć układy bocznikujące oraz atrapy modułów w miejscach zacielenionych. Należy zachować ostrożność, ponieważ światło rozproszone przez rzucające cień przeszkody może znacząco wpływać na wydajność instalacji PV.

Aby uniknąć samo-zacielenia, należy zwrócić uwagę na geometrię budynku oraz na elementy takie jak:

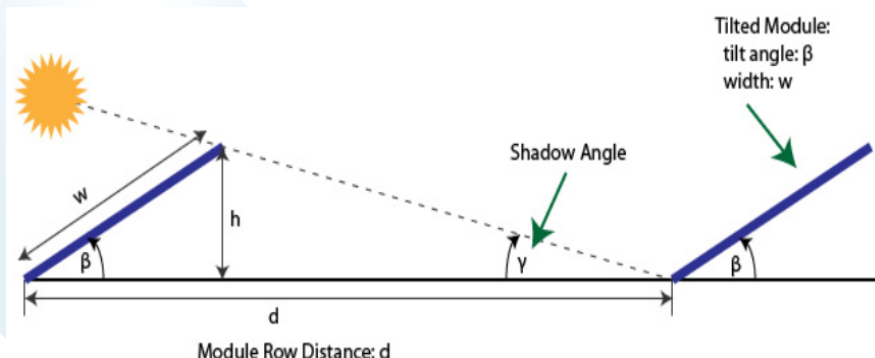
- anteny satelitarne,
- kominy i wentylację,
- świetliki i inne wystające elementy,
- elementy wiszące.

W miejscach ulegających samo-zacieleniu należy zamontować atrapy modułów lub układy bocznikujące.



Rys. 4. Zacienienie od drzew

Źródło: <https://news.energysage.com/solar-panels-work-shade/> [dostęp: 20.06.2018]



Rys. 5. Dobór odległości pomiędzy rzędami

Gdzie: *Module Row Distance* – Odległość między rzędami modułów; *Shadow Angle* – Kąt zacienienia;

Tilted Module: tilt angle: β , width: w – Moduł nachylny: kąt nachylenia: β , szerokość: w .

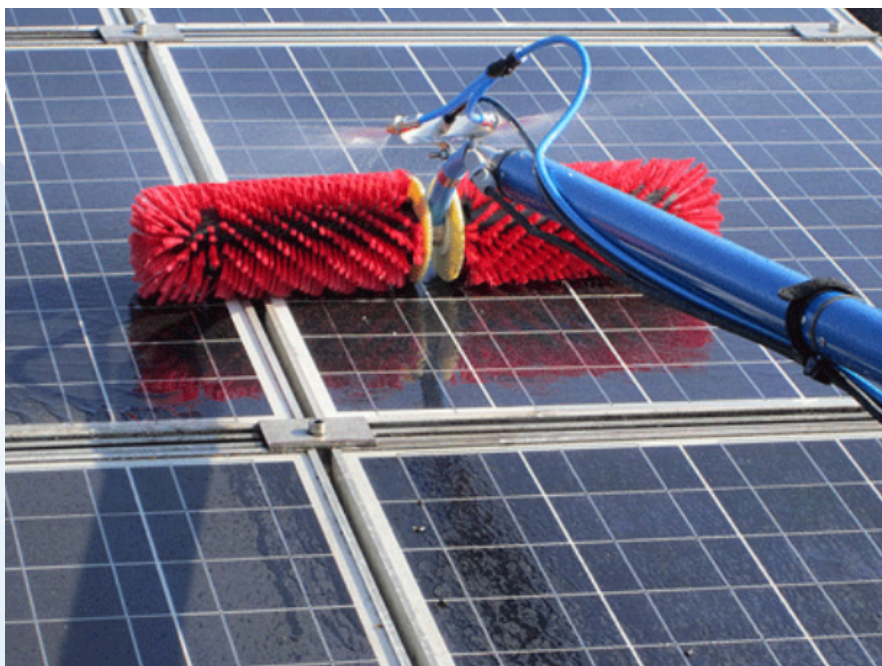
Źródło: <http://www.greenrhinoenergy.com/solar/performance/shading.php> [dostęp: 20.06.2018]

Dobór magazynu energii

Naturalna praca systemu fotowoltaicznego wygląda tak, że szczyt produkcji energii elektrycznej przypada na godziny południowe. W większości przypadków instalacji domowych oraz w sporej części instalacji przemysłowych nie pokrywa się on z maksymalnym obciążeniem, które w naturalny sposób wykorzystałoby wyprodukowaną energię w tym samym czasie. Dlatego też zasadnym jest dla tych przypadków rozważyć użycie magazynu energii dopasowanego do naszego profilu obciążenia (zapotrzebowania na energię elektryczną). Wybór odpowiedniej technologii zasobnika i jego pojemności pozwoli na zmagazynowanie nadprodukcji energii, jej przechowanie oraz użycie w czasie dogodnym dla użytkownika. W zależności od taryf cen energii w poszczególnych krajach proces ten jest mniej lub bardziej opłacalny niemniej jednak zauważana jest ogólna tendencja do wzrostu udziału magazynów energii w instalacjach PV.

Regularna konserwacja, czyszczenie modułów fotowoltaicznych

Poprawę efektywności instalacji fotowoltaicznej możemy osiągnąć również pamiętając i dokonując cyklicznej konserwacji systemu. Począwszy od regularnego okresowego mycia modułów, ich oględzin czy nie uległy uszkodzeniu, poprzez przegląd prawidłowego położenia kabli i złącz, aż na kontroli wentylacji w okolicach falownika i stanu zabezpieczeń DC i AC. Warto te prace powierzyć firmie instalującej w ramach usług serwisowych. Takie postępowanie może nas uchronić od dłuższych awarii systemu podczas których produkcja energii będzie zdecydowanie niższa lub całkowicie zerowa.



Rys. 8. Mycie instalacji PV

Źródło: <http://gramwzielone.pl/energia-sloneczna/17916/czyszczenie-instalacji-fotowoltaicznej-zwiekszy-jej-wydajnosc> [dostęp: 20.06.2018]

4.12. Współpraca instalacji fotowoltaicznej z alternatywnymi źródłami energii elektrycznej

Rodzaje i specyfika alternatywnych źródeł energii

Elektrownia fotowoltaiczna jest jednym z wielu alternatywnych źródeł energii. Patrząc na jej charakter możemy powiedzieć że jest ona źródłem niestabilnym gdyż nie jest w stanie zapewnić ciągłości produkcji w ciągu całej doby. Drugim taki źródłem jest elektrownia wiatrowa, która nie może pracować w trybie 24 h/7 dni.

Dwa pozostałe źródła zasilania elektrowni alternatywnych czyli biomasa i biopaliwa będą pracowały jako źródła stabilne gdyż ich działanie jest oparte na procesie spalania, które człowiek potrafi w sposób efektywny kontrolować.



Rys. 1. Odnawialne źródła energii

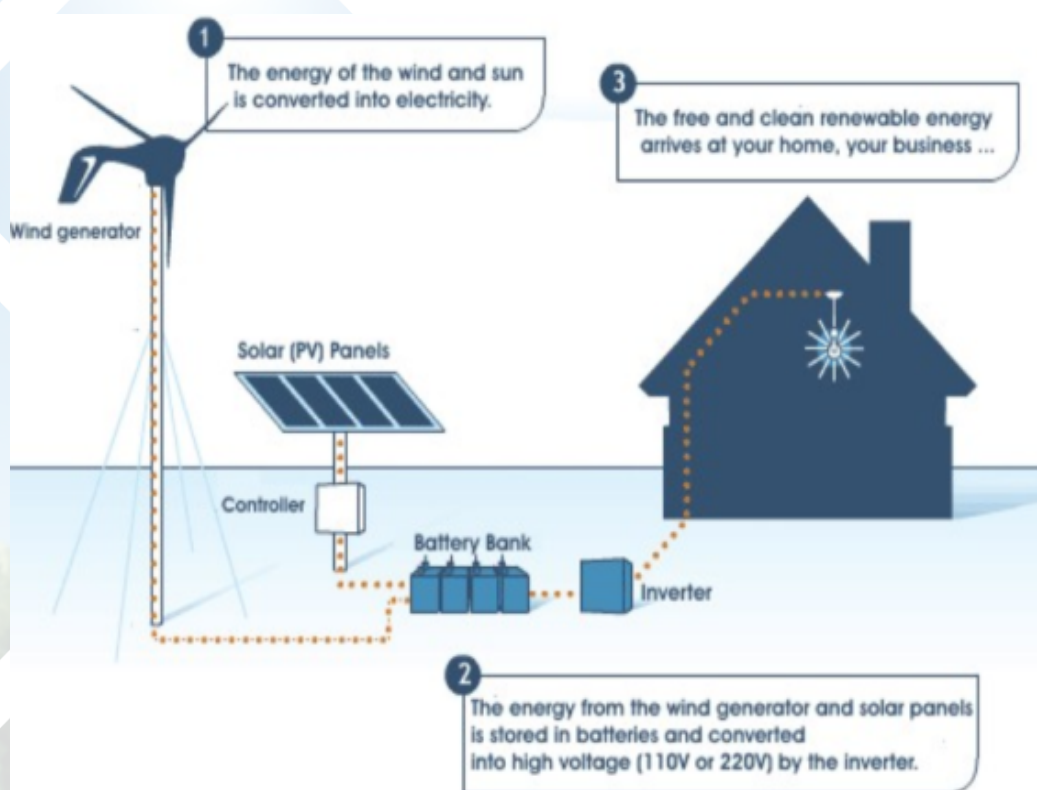
Gdzie: Solar – Słońce; Wind – wiatr; Hydro – woda; Bioenergia – bioenergia; Geothermal – geotermalna.

Źródło: <http://www.studymumbai.com/renewable-energy-resources.html> [dostęp: 20.06.2018]

Systemy fotowoltaiczne współpracujące z alternatywnymi źródłami energii

System fotowoltaiczny może efektywnie współpracować z każdym z trzech omówionych powyżej źródeł.

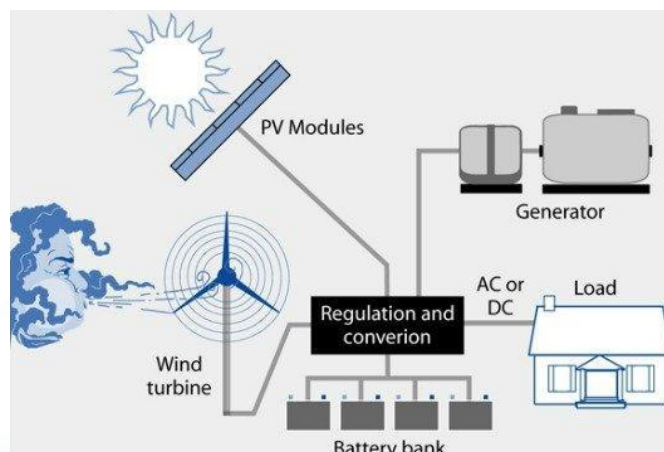
W przypadku połączenia elektrowni wiatrowej z fotowoltaiczną mamy system wzajemnie się uzupełniający gdyż z zasady jest tak że jeżeli wieją wiatry i produkowana jest energia z wiatraków to mamy do czynienia z zachmurzeniami, które minimalizują produkcję energii z PV. I na odwrót – w okresach dużego nasłonecznienia maksymalizujemy produkcję energii ze Słońca, a produkcja elektrowni wiatrowych jest praktycznie minimalna gdyż wietrzność jest zdecydowanie niska.



Rys. 2. Instalacja fotowoltaiczna z generatorem wiatrowym

Gdzie: Wind generator – turbina wiatrowa; Solar (PV) Panels – panele fotowoltaiczne; Controller – Kontroler; Battery Bank – Akumulatory; Inverter – Falownik; 1. The energy of the wind and sun s converted into electricity 1. Energia wiatru i słońca przekształca się w energię elektryczną; 2. The energy from the wind generator and solar panels is stored in batteries and converted into high voltage (110 v or 220 v) by the inverter – 2. Energia z turbiny wiatrowej i paneli słonecznych jest przechowywana w akumulatorach i przekształcana na wysokie napięcie (110 v lub 220 v) przez falownik; 3. The free and clean renewable Energy arrives at your home, your business ... – 3. Bezpłatna i czysta energia odnawialna dociera do twojego domu, twojej firmy...

W przypadku biopaliw i biomasy źródła te będą stanowiły element stabilizujący produkcję takiego hybrydowego źródła wytwarzania. Ze względu na ich charakter możemy tak dobrać ich wielkość oraz sposób zarządzania aby z punktu widzenia odbiorcy produkcja energii była stabilna.



Rys. 3. Instalacja fotowoltaiczna z turbiną wiatrową i generatorem zasilanym biopaliwem

Gdzie: Wind turbine – turbina wiatrowa; PV Modules – Modyły PV; Generator – generator na biopaliwo; Battery Bank – Akumulatory; Regulation and conversion – moduły regulujące przetwarzające; Load – obciążenie.

Źródło: <https://www.energy.gov/energysaver/buying-and-making-electricity/hybrid-wind-and-solar-electric-systems> [dostęp: 20.06.2018]

Rola magazynów energii w systemach z wieloma alternatywnymi źródłami energii

W każdym z w/w przypadków pracy systemów PV z alternatywnymi źródłami energii wymaga zaangażowania w system zasobnika energii. Jego funkcja będzie polegała na odbieraniu energii w okresach wzmożonej produkcji przy jednoczesnym braku możliwości odbioru i dostarczaniu energii w sytuacji gdy potrzeby energetyczne odbiorcy są większe niż możliwości jej wytworzenia. Najbardziej krytycznym połączeniem jest tu PV i elektrownia wiatrowa gdyż w tym przypadku może dochodzić do sytuacji gdy jedno źródło uzupełnia drugie. Wtedy rola magazynu jest nie do przecenienia. Natomiast gdy mamy do czynienia z instalacjami PV skojarzonymi z biopaliwami lub biomasą magazyn energii będzie wykorzystywany do gromadzenia nadwyżek z instalacji PV. natomiast w przypadku braku produkcji ze Słońca odbiorca będzie miał dostarczaną energię z biopaliw oraz tą zgromadzoną w magazynie.

Rola zaawansowanych systemów sterowania i oprogramowania do współpracy z alternatywnymi źródłami energii

We wszystkich tego typu hybrydowych rozwiązaniach gdzie mamy do czynienia ze współpracą kilku źródeł wytwórczych kluczową sprawą jest posiadanie zaawansowanego oprogramowania. Może ono być zlokalizowane bezpośrednio w samym falowniku lub w niezależnym dedykowanym sterowniku, którego zadaniem będzie zarządzanie pracą źródeł alternatywnych, magazynu energii oraz odbiorników. Dzięki zdalnej komunikacji i wymianą informacji z bazodanowymi systemami pogodowymi oprogramowanie zarządcze będzie mogło w sposób efektywny zarządzać przepływem energii pomiędzy źródłami PV i innymi alternatywnymi a systemem odbioru, siecią i skojarzonym magazynem energii. Skuteczność takiego systemu będzie zależna od dwóch podstawowych czynników: prawidłowo dobranych miejsc odczytu danych oraz prawidłowo zaimplementowanych algorytmów. Natomiast dla użytkownika niezwykle ważny będzie przejrzysty i prosty interfejs użytkownika.

5. ĆWICZENIA

5.1. Zagadnienia ogólne. Podstawy wykorzystania systemów fotowoltaicznych – ćwiczenia

Ćwiczenie 1. (do tematu 4.1)

Zaznacz prawidłową odpowiedź:

Historia fotowoltaiki rozpoczęła się w roku:

- a) 1905.
- b) 1798.
- c) 1839.
- d) 1918.

Ćwiczenie 2. (do tematu 4.1)

Przyporządkuj wydarzenie historyczne do daty:

Lp.	Wydarzenie historyczne		Data
1.	Pierwsze ogniwo słoneczne zbudowane przez badaczy Chapina, Fullera i Pearsona w Bell Laboratories w Murray Hill, USA	a)	rok 1958
2.	Pierwsze 108 ogniwo zainstalowanych na satelicie Vanguard	b)	rok 1976
3.	Pierwsze ogniwo słoneczne wykonane z krzemu amorficznego przez Davida Carlsona i Chrisa Wronskiego	c)	rok 1954

Ćwiczenie 3. (do tematu 4.1)

Uzereguj państwa według całkowitej zainstalowanej mocy PV w 2017 r. malejąco:

- a) Japonia.
- b) USA.
- c) Chiny.
- d) Niemcy.

5.2. Ogniwo słoneczne – struktura i zasada działania – ćwiczenia

Ćwiczenie 1. (do tematu 4.2)

Połącz oznaczenia i definicje parametrów mierzonych i obliczanych PV.

Moc modułów PV zmierzona w warunkach standardowych (STC)	P_{MSTC}
Natężenie promieniowania słonecznego (globalne) mierzone w płaszczyźnie modułów generatora PV	G_{POA}
Nominalna temperatura pracy modułów	NOCT
Temperatura otoczenia (powietrza)	T_{amb}

Ćwiczenie 2. (do tematu 4.2)

Połącz typowe usterki systemu PV z metodą ich diagnozowania.

Nadmierne grzanie się modułów PV, gorące punkty	Kontrola wizualna, kamera termowizyjna
Przerwy w łańcuchach DC (spalone bezpieczniki w skrzynkach DC, uszkodzone przewody, złącza, puszki przyłączeniowe modułów PV)	Prąd DC w łańcuchu (w porównaniu do innych łańcuchów)
Wewnętrzna usterka falownika (elektronika, przełączniki, oprogramowanie firmowe)	Moc DC, moc AC, wewnętrzny datalogger falownika

5.3. Rodzaje ogniw i modułów fotowoltaicznych – ćwiczenia

Ćwiczenie 1. (do tematu 4.3)

Ogniwo PV wytwarza napięcie 0,5 V. Oblicz napięcie 4 ogniw połączonych szeregowo i zaznacz prawidłową odpowiedź:

- a) 2,0 V
- b) 0,5 V
- c) 2,5 V
- d) 1,0 V

Ćwiczenie 2. (do tematu 4.3)

Ogniwo PV wytwarza natężenie prądu 0,6 A. 3 ogniwa zostały połączone równolegle, oblicz prąd przepływający przez obciążenie i zaznacz prawidłową odpowiedź:

- a) 2,0 A
- b) 0,6 A
- c) 1,8 A
- d) 1,0 A

5.4. Rodzaje systemów fotowoltaicznych – ćwiczenia

Ćwiczenie 1. (do tematu 4.4)

Połącz początki i końce zdań, tak aby były prawdziwe

Systemy fotowoltaiczne typu on-grid	to systemy przeznaczone do współpracy z siecią elektroenergetyczną
Systemy fotowoltaiczne typu off-grid	to systemy umożliwiające autonomiczne zasilanie odbiorców
Systemy PV wyposażone w akumulatory	to systemy umożliwiające magazynowanie energii elektrycznej
Systemy hybrydowe PV	to systemy zawierające dodatkowe źródło energii umożliwiające generowanie energii elektrycznej gdy źródło PV nie pracuje
Systemy PV częściowo zabezpieczające potrzeby własne	umożliwiają wykorzystanie wyprodukowanej energii elektrycznej do okresowego zasilania instalacji odbiorczej inwestora

Ćwiczenie 2. (do tematu 4.4)

Uzupełnij zdania wyrazami z ramki.

1. Systemy fotowoltaiczne zamontowane na istniejących elementach budynku, takich jak dachy, świetliki, fasady, balkony, wiaty itp. to systemy.....
2. Systemy..... polegają na zastępowaniu standardowych materiałów budowlanych takich jak dachówki, okna, bariery balkonowe, świetliki, przez odpowiednio przygotowane moduły fotowoltaiczne.

BAPV	BIPV	SEE	HDMI
------	------	-----	------

Ćwiczenie 3. (do tematu 4.4)

Z grupy parametrów wybierz cztery opisujące magazyny energii.

Magazyny energii można scharakteryzować następującymi parametrami:

1.
2.
3.
4.

żywoćność	pojemność	napięcie znamionowe	maksymalna wydajność prądowa
prąd zwarcia	separacja galwaniczna	częstotliwość napięcia	nasiąkliwość

Ćwiczenie 4. (do tematu 4.4)

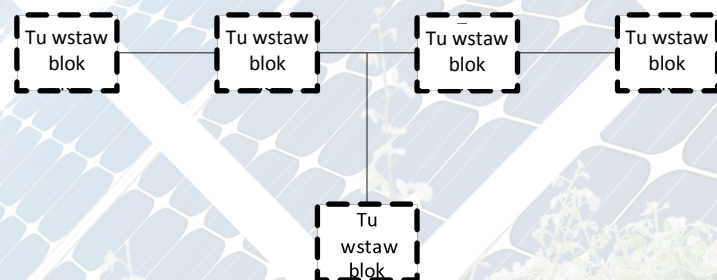
Narysuj schemat blokowy prostego systemu fotowoltaicznego podłączonego do sieci elektroenergetycznej i pracującego jedynie na sieć elektroenergetyczną.



Generator fotowoltaiczny	Falownik fotowoltaiczny	Licznik energii elektrycznej	System elektroenergetyczny	Magazyn energii	Odbiory własne

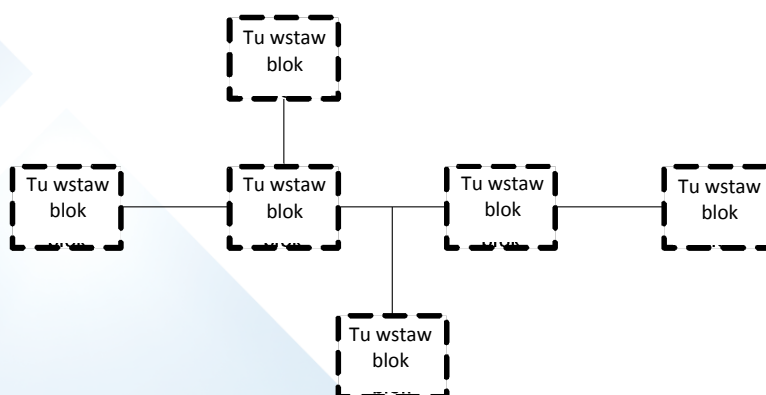
Ćwiczenie 5. (do tematu 4.4)

Narysuj schemat blokowy systemu fotowoltaicznego podłączonego do sieci elektroenergetycznej umożliwiającego częściowe pokrycie potrzeb własnych.



Ćwiczenie 6. (do tematu 4.4)

Narysuj schemat blokowy systemu fotowoltaicznego podłączonego do sieci elektroenergetycznej umożliwiającego częściowe pokrycie potrzeb własnych, wyposażonego w magazyn energii elektrycznej.



Generator fotowoltaiczny	Falownik fotowoltaiczny	Licznik energii elektrycznej	System elektroenergetyczny	Magazyn energii	Odbiory własne

5.5. Elementy i urządzenia instalacji fotowoltaicznej – ćwiczenia

Ćwiczenie 1. (do tematu 4.5)

Połącz nazwy elementów systemu fotowoltaicznego z prawidłowym opisem.

Podstawowy element systemu PV, który wytwarza energię elektryczną w warunkach ekspozycji na światło takie jak promieniowanie słoneczne	Ogniwo PV
Najmniejszy, w pełni chroniony przed wpływami środowiska zespół połączonych ze sobą ogniw PV	Moduł PV
Obwód, w którym łączy się szeregowo moduły PV, w celu wytworzenia wymaganego napięcia wyjściowego	Łańcuch PV
Mechanicznie i elektrycznie zintegrowany zespół modułów PV i innych niezbędnych elementów, które tworzą jednostkę zasilającą prądem stałym	Kolektor PV
Zespół kolektorów PV	Generator PV
Urządzenie, które przetwarza napięcie i prąd stały w napięcie i prąd przemienny	Falownik PV

Ćwiczenie 2. (do tematu 4.5)

Połącz początki i końce zdań, tak aby były prawdziwe

Falownik sieciowy	może być bezpośrednio podłączony do sieci elektroenergetycznej.
Falownik wyspowy	umożliwia zasilanie odbiorników elektrycznych w miejscach, gdzie sieć elektroenergetyczna jest niedostępna.
Falownik hybrydowy	może zasilать odbiorniki elektryczne niezależnie od dostępności sieci elektroenergetycznej oraz umożliwia współpracę z siecią elektroenergetyczną jeśli ta jest dostępna.

5.6. Wybór rozwiązań technicznych – ćwiczenia

Ćwiczenie 1. (do tematu 4.6)

Uzupełnij zdanie wyrazem z ramki.

Nieruchome systemy fotowoltaiczne generują największy uzysk energetyczny gdy generator fotowoltaiczny skierowany jest na.....

południe	północ	wschód	zachód
----------	--------	--------	--------

Ćwiczenie 2. (do tematu 4.6)

Uzupełnij zdanie wyrażeniem z ramki.

Przy planowaniu rozmieszczenia modułów fotowoltaicznych należy pamiętać, że zacienienie części modułu lub kilku modułów..... instalacji fotowoltaicznej.

zmniejsza wydajność	zwiększa wydajność	nie wpływa na wydajność	poprawia pracę
---------------------	--------------------	-------------------------	----------------

Ćwiczenie 3. (do tematu 5.6)

Uzupełnij zdanie wyrazem z ramki.

Moc instalacji fotowoltaicznej powinna być..... niż moc przyłączeniowa w obiekcie.

mniejsza	większa	dużo większa	nie ma znaczenia
----------	---------	--------------	------------------

Ćwiczenie 4. (do tematu 4.6)

Wykreśl punkt niepasujący do reszty:

Podział systemów montażowych modułów fotowoltaicznych:

- Systemy montażowe dachowe
- Systemy montażowe zintegrowane z budynkiem
- Systemy montażowe wolnostojące
- Systemy montażowe ruchome
- Systemy fotowoltaiczne hybrydowe

Ćwiczenie 5. (do tematu 4.6)

Uzupełnij zdanie wyrażeniem z ramki.

System montażowy modułów fotowoltaicznych powinien zapewnić odpowiednią wytrzymałość na.....

warunki atmosferyczne, w szczególności porywy wiatru	rozrywanie	działanie prądów błądzących	działanie insektów
--	------------	-----------------------------	--------------------

5.7. Profil energetyczny konsumentów – ćwiczenia

Ćwiczenie 1. (do tematu 4.7)

Uzupełnij zdanie wyrażeniem z ramki.

Profil energetyczny odbiorcy jest to..... w danym czasie.

rozkład zapotrzebowania na energię	rozkład temperatur zewnętrznych	moc pobrana przez urządzenie	moc wygenerowana w instalacji fotowoltaicznej
------------------------------------	---------------------------------	------------------------------	---

Ćwiczenie 2. (do tematu 4.7)

Pośród wymienionych czynników wybierz te, które wpływają na tygodniową zmienność zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorcy.

	Czynniki wpływające na tygodniową zmienność zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorcy
Dni robocze	
Dni wolne od pracy – sobota, niedziela	
Cykliczność związana ze wschodem i zachodem Słońca	
Pory roku	
Zmienne warunki atmosferyczne	

Ćwiczenie 3. (do tematu 4.7)

Wykreśl punkt niepasujący do reszty:

Wśród okresów zmienności zapotrzebowania na energię elektryczną można wyróżnić:

- zmienność dobową,
- zmienność tygodniową,
- zmienność roczną,
- zmienność stacjonarną.

5.8. Wymiarowanie systemu PV – ćwiczenia**Ćwiczenie 1. (do tematu 4.8)**

Uzupełnij zdanie wyrażeniami z ramki.

Napięcie utworzonego łańcucha fotowoltaicznego powinno być..... maksymalnego napięcia układu MPPT i jednocześnie..... napięcia progowego falownika fotowoltaicznego.

mniejsze od	większe od	równe dla	obliczone niezależnie od
-------------	------------	-----------	--------------------------

Ćwiczenie 2. (do tematu 4.8)

Wykreśl punkt niepasujący do reszty:

Elementami wchodzącymi w skład generatora fotowoltaicznego są:

- moduły fotowoltaiczne,
- łańcuchy fotowoltaiczne,
- kolektory fotowoltaiczne,
- falowniki fotowoltaiczne.

Ćwiczenie 3. (do tematu 4.8)

Uzupełnij zdanie wyrażeniem z ramki.

Przy szeregowym łączeniu modułów fotowoltaicznych wzrasta..... łańcucha fotowoltaicznego.

napięcie całkowite	prąd całkowity	temperatura	ryzyko uszkodzenia
--------------------	----------------	-------------	--------------------

Ćwiczenie 4. (do tematu 4.8)

Uzupełnij zdanie wyrażeniem z ramki.

Przy równoległym łączeniu modułów fotowoltaicznych wzrasta..... kolektora fotowoltaicznego.

prąd całkowity	napięcie całkowite	temperatura	ryzyko uszkodzenia
----------------	--------------------	-------------	--------------------

Ćwiczenie 5. (do tematu 4.8)

Oblicz maksymalną liczbę modułów fotowoltaicznych jaka może być podłączona do wejścia falownika fotowoltaicznego dla poniższych danych przy uwzględnieniu najniższej temperatury modułu na poziomie -20°C.

Dane modułu fotowoltaicznego

Parametr	Wartość
Moc znamionowa	270 Wp
Prąd zwarciov	9,15 A
Napięcie nieobciążonego modułu	38,25 V
Prąd znamionowy	8,65 A
Napięcie znamionowe	31,25 V
Temperaturowy współczynnik prądu	0,049 %/°C
Temperaturowy współczynnik napięcia	-0,30 %/°C

Dane falownika fotowoltaicznego

Dane wejściowe	
Maks. prąd wejściowy	16,0 A / 16,0 A
Maks. prąd zwarciov, pole modułu	24,0 A / 24,0 A
Min. napięcie wejściowe	150 V
Napięcie rozpoczęcia pracy	200 V
Znamionowe napięcie wejściowe	595 V
Maks. napięcie wejściowe	1.000 V
Zakres napięć MPP	267-800 V

Ćwiczenie 6. (do tematu 4.8)

Oblicz minimalną liczbę modułów fotowoltaicznych jaka może być podłączona do wejścia falownika fotowoltaicznego dla poniższych danych, przy uwzględnieniu najwyższej temperatury modułu na poziomie 70°C.

Dane modułu fotowoltaicznego

Parametr	Wartość
Moc znamionowa	270 Wp
Prąd zwarciov	9,15 A
Napięcie nieobciążonego modułu	38,25 V
Prąd znamionowy	8,65 A
Napięcie znamionowe	31,25 V
Temperaturowy współczynnik prądu	0,049 %/°C
Temperaturowy współczynnik napięcia	-0,30 %/°C

Dane falownika fotowoltaicznego

Dane wejściowe	
Maks. prąd wejściowy	16,0 A / 16,0 A
Maks. prąd zwarciov, pole modułu	24,0 A / 24,0 A
Min. napięcie wejściowe	150 V
Napięcie rozpoczęcia pracy	200 V
Znamionowe napięcie wejściowe	595 V
Maks. napięcie wejściowe	1.000 V
Zakres napięć MPP	267-800 V

Ćwiczenie 7. (do tematu 4.8)

Oblicz maksymalną liczbę łańcuchów fotowoltaicznych jaka może być połączona równolegle do wejścia falownika fotowoltaicznego dla poniższych danych, przy uwzględnieniu najwyższej temperatury modułu na poziomie 70°C.

Dane modułu fotowoltaicznego

Parametr	Wartość
Moc znamionowa	270 Wp
Prąd zwarcia	9,15 A
Napięcie nieobciążonego modułu	38,25 V
Prąd znamionowy	8,65 A
Napięcie znamionowe	31,25 V
Temperaturowy współczynnik prądu	0,049 %/°C
Temperaturowy współczynnik napięcia	-0,30 %/°C

Dane falownika fotowoltaicznego

Dane wejściowe	
Maks. prąd wejściowy	16,0 A / 16,0 A
Maks. prąd zwarcia, pole modułu	24,0 A / 24,0 A
Min. napięcie wejściowe	150 V
Napięcie rozpoczęcia pracy	200 V
Znamionowe napięcie wejściowe	595 V
Maks. napięcie wejściowe	1.000 V
Zakres napięć MPP	267-800 V

5.9. Podłączenie system PV do sieci – ćwiczenia

Ćwiczenie 1. (do tematu 4.9)

Uzupełnij zdanie wyrażeniami z ramki.

Instalacja fotowoltaiczna wyposażona jest w falownik beztransformatowy. Jaki typ zabezpieczenia różnicowo-prądowego powinien być zastosowany?

B	AC	A	D
---	----	---	---

Ćwiczenie 2. (do tematu 4.9)

Wykreśl punkt niepasujący do reszty:

Zabezpieczenie instalacji fotowoltaicznej po stronie AC polega na dobraniu następujących typów zabezpieczeń:

- Zabezpieczenie różnicowo-prądowe,
- Zabezpieczenie przeciwprzepięciowe,
- Zabezpieczenie nadprądowe,
- **Zabezpieczenie podnapięciowe.**

Ćwiczenie 3. (do tematu 4.9)

W generatorze fotowoltaicznych 4 identyczne łańcuchy fotowoltaiczne połączone są równolegle. Korzystając z podanego typoszeregu wkładek nadprądowych o charakterystyce gPV dobierz odpowiednią wkładkę zabezpieczającą do łańcucha fotowoltaicznego, którego maksymalny prąd zwarcia $I_{SC}=10,62$ A, a maksymalne napięcie łańcucha $U_{DCmax}=650$ V.

Typoszereg wkładek zabezpieczających

Odpowiedź	Prąd znamionowy wkładki Zabezpieczającej I_{zabDC} [A]	Napięcie pracy wkładki zabezpieczającej [V]
1	6	700
2	8	700
3	10	700
4	12	700
5	16	700
6	20	700
7	25	700
8	6	900
9	8	900
10	10	900
11	12	900
12	16	900
13	20	900
14	25	900

5.10. Normy i specyfikacje techniczne związane z grupą tematyczną – ćwiczenia

Ćwiczenie 1. (do tematu 4.10)

Wybierz z tabelki prawidłowe zakończenie zdanie:

Mikroinstalacja jest to:

odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 10 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 6 kV lub o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nie większej niż 12 kW

odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nie większej niż 120 kW

odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 100 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nie większej niż 120 kW

Ćwiczenie 2. (do tematu 4.10)

Wykreśl punkt niepasujący do reszty:

Prezes Urzędu Dozoru Technicznego cofa wydany certyfikat instalatora instalacji OZE:

- w przypadku gdy firma w której pracuje certyfikowany instalator, nie wywiązała się z umowy z inwestorem w zakresie budowy instalacji fotowoltaicznej.
- w przypadku gdy certyfikat jest wykorzystywany przez instalatora niezgodnie z jego zakresem.
- w przypadku gdy istnieją udokumentowane dowody, że mikroinstalacja albo mała instalacja jest zainstalowana niezgodnie z obowiązującymi przepisami.

5.11. Czynniki wpływające na wydajność pracy – ćwiczenia

Ćwiczenie 1. (do tematu 4.11)

Pośród wymienionych czynników wybierz te, które wpływają na efektywność energetyczną instalacji fotowoltaicznej.

	Czynniki wpływające na efektywność energetyczną instalacji fotowoltaicznej
Sprawność modułów fotowoltaicznych	
Sprawność falowników fotowoltaicznych	
Straty na przewodach AC	
Straty na przewodach DC	
Ustawienie modułów fotowoltaicznych	
Regularna konserwacja instalacji fotowoltaicznej	
Stawka za wyprodukowaną kWh	
Zapisy umowy z operatorem sieci dystrybucyjnej	
Dobry stan techniczny odbiorników energii elektrycznej	

Ćwiczenie 2. (do tematu 4.11)

Wykreśl punkt niepasujący do reszty:

Czynnościami wchodzącymi w skład konserwacji systemów fotowoltaicznych są:

- regularne czyszczenie modułów fotowoltaicznych,
- kontrola stanu systemu wentylacji falownika fotowoltaicznego,
- kontrola stanu kabli wchodzących w skład instalacji fotowoltaicznej,
- **prawidłowy dobór modułów fotowoltaicznych do falownika fotowoltaicznego.**

5.12. Współpraca instalacji fotowoltaicznej z alternatywnymi źródłami energii elektrycznej – ćwiczenia

Ćwiczenie 1. (do tematu 4.12)

Uzupełnij zdanie wyrażeniami z ramki.

W przypadku połączenia elektrowni wiatrowej z fotowoltaiczną powstaje system.....

wzajemnie uzupełniający się	nieekonomiczny	zmniejszający dostępność energii elektrycznej	uniemożliwiający współpracę źródeł energii elektrycznej
-----------------------------	----------------	---	---

Ćwiczenie 2. (do tematu 4.12)

Wykreśl punkt niepasujący do reszty:

Współpraca dwóch lub większej liczby rodzajów źródeł energii elektrycznej:

- jest możliwa,
- zwiększa dostępność energii elektrycznej dla użytkownika końcowego,
- zwiększa stabilność dostaw energii elektrycznej,
- jest nieuzasadniona.

Ćwiczenie 3. (do tematu 4.12)

Uzupełnij zdanie wyrażeniem z ramki.

Zarządzanie i sterowanie pracą wielu źródeł energii w systemie OZE umożliwia.....

dedykowany system sterowania i zarządzania	odpowiedni dobór liczby modułów PV do mocy falownika PV	zastosowanie elektrowni wiatrowej	zatrudnienie co najmniej pięciu pracowników
--	---	-----------------------------------	---

6. SPRAWDZIAN POSTĘPÓW

Czy potrafisz:	Tak	Nie
1) Wyjaśnić pojęcie śladu węglowego?		
2) Wymienić co najmniej sześć zalet fotowoltaiki?		
3) Omówić historię fotowoltaiki?		
4) Omówić perspektywy fotowoltaiki?		
5) Wyjaśnić pojęcie współczynnika jakościowego systemu PR?		
6) Wymienić co najmniej sześć parametrów mierzonych systemu PV?		
7) Omówić jakość energii elektrycznej odprowadzanej do sieci?		
8) Omówić zasadność pomiaru temperatury modułów?		
9) Wyjaśnić pojęcie "gorących punktów"?		
10) Wymienić fazy procesu produkcyjnego krystalicznego fotoogniwa fotowoltaicznego?		
11) Omówić przekrój modułu fotowoltaicznego?		
12) Omówić szeregowe połączenie modułów?		
13) Wyjaśnić różnicę pomiędzy systemem fotowoltaicznym typu ON-GRID oraz OFF-GRID?		
14) Wymienić rodzaje systemów fotowoltaicznych?		
15) Omówić zasadę działania systemu fotowoltaicznego współpracującego z siecią elektroenergetyczną?		
16) Omówić zasadę działania autonomicznego systemu fotowoltaicznego?		
17) Wskazać główne elementy systemu typu OFF-GRID?		
18) Wymienić podstawowe elementy wyspowego systemu fotowoltaicznego?		
19) Wymienić podstawowe elementy hybrydowego systemu fotowoltaicznego?		
20) Wymienić podstawowe elementy sieciowego systemu fotowoltaicznego?		
21) Omówić funkcje jakie powinien realizować falownik fotowoltaiczny?		
22) Wskazać różnice pomiędzy falownikiem sieciowym a wyspowym?		
23) Wyjaśnić potrzebę unikania zacielenia przy planowaniu rozmieszczenia modułów fotowoltaicznych?		
24) Wymienić rodzaje systemów montażowych?		
25) Omówić podstawowe rodzaje systemów montażowych wykorzystywanych przy instalowaniu modułów fotowoltaicznych?		
26) Omówić zasady rozmieszczania modułów fotowoltaicznych?		
27) Wskazać zagadnienia, które powinny być uwzględnione przy planowaniu rozmieszczenia modułów fotowoltaicznych?		
28) Wyjaśnić na czym polega dobowy zmienność obciążenia?		
29) Wymienić rodzaje zmienności zapotrzebowania na energię elektryczną ze względu na analizowany okres czasu?		
30) Omówić wskaźniki charakteryzujące zmienność obciążenia odbiorcy?		
31) Omówić profile energetyczne wybranych odbiorników?		
32) Wskazać czynniki wpływające na kształtowanie się tygodniowego zapotrzebowania na energię elektryczną?		
33) Wyjaśnić budowę generatora fotowoltaicznego?		
34) Wymienić elementy składowe generatora fotowoltaicznego?		
35) Omówić zasady doboru liczby modułów do łańcucha PV?		
36) Omówić zasady łączenia równoległego kolektorów PV?		
37) Wskazać maksymalny spadek napięcia na przewodach w instalacji PV?		

38) Wyjaśnić zasady doboru zabezpieczeń instalacji fotowoltaicznej?		
39) Wymienić rodzaje zabezpieczeń stosowanych w instalacjach fotowoltaicznych?		
40) Omówić sposób doboru zabezpieczeń przeciwprzepięciowych?		
41) Omówić sposób doboru zabezpieczeń nadprądowych po stronie AC i DC?		
42) Wskazać funkcje bezpieczeństwa w falownikach sieciowych?		
43) Omówić Obowiązki informacyjne OSD względem Prezesa URE?		
44) Wymienić przyczyny cofnięcia certyfikatu Instalatora?		
45) Omówić system wsparcia dla producentów energii z OZE?		
46) Omówić sposób doboru zabezpieczeń nadprądowych po stronie AC i DC?		
47) Zdefiniować małą instalację?		
48) Określić typowe wartości sprawności falowników fotowoltaicznych?		
49) Wymienić wpływające na wydajność pracy instalacji fotowoltaicznej?		
50) Omówić dobór kąta nachylenia modułów fotowoltaicznych?		
51) Omówić dobór magazynu energii do instalacji fotowoltaicznej?		
52) Wskazać czynności związane z konserwacją modułów fotowoltaicznych?		
53) Wyjaśnić zasadę współdziałania dwóch źródeł energii elektrycznej?		
54) Wymienić źródła energii elektrycznej mogące współpracować z instalacją fotowoltaiczną?		
55) Omówić rolę systemów sterowania stosowanych w instalacjach odnawialnych źródeł energii?		
56) Omówić wpływ magazynowania energii w instalacjach zawierających dwa lub więcej źródeł energii elektrycznej?		
57) Wskazać wady i zalety współdziałania dwóch źródeł energii elektrycznej?		

W przypadku gdy wybrałeś odpowiedź „NIE” proponujemy powrót do materiału nauczania i ponowne jego przeanalizowanie celem osiągnięcia zamierzonych efektów uczenia się (wiedzy, umiejętności).



7. SŁOWNIK

Polish	English
Akumulator	Battery
Analiza cyklu życia	Life Cycle Analysis
Arsenek galu	Gallium Arsenide (GaAs)
Autonomiczny system PV	Stand-alone PV system
Azymut	Azimuth
Blok	Ingot
Całkowite nasłonecznienie na powierzchnię poziomą	Global Horizontal Irradiance
Całkowite nasłonecznienie w płaszczyźnie modułów	Global In-Plane Irradiance
Charakterystyka prądowo-napięciowa	Current-voltage
Czas zwrotu energii	Energy Pay-Back Time
Dioda bocznikująca	Bypass diode
Dioda zaporowa (blokująca)	Blocking Diode
Falownik	Inverter
Fotowoltaika Zintegrowana z Budynkiem	BIPV (Building Integrated Photovoltaics)
Głębokość rozładowania	Depth of discharge
Godziny szczytowego nasłonecznienia	Peak Sun hours
Gorący punkt	Hot spot
Krzem	Silicon
Krzywa uczenia się	Learning Curve
Moduł PV	PV Module
Napięcie elektryczne	Voltage
Napięcie obwodu otwartego	Open circuit voltage
Nasłonecznienie	Irradiance
Natężenie promieniowania rozproszonego (DIF)	Diffuse Irradiance
Ogniwa krzemowe krystaliczne	Crystalline silicon cells
Osprzęt	Balance-of-system (BOS)
Płytki krzemowa	Wafer
Półprzewodnik	Semiconductor
Półprzewodnik amorficzny	Amorphous semiconductor
Punkt mocy maksymalnej	Peak (Maximum) Power Point (MPP)
Puszka połączeniowa	Junction Box
Pyranometr	Pyrometer
Regulator MPP	MPP Regulator
Równoważnik dwutlenku węgla	Equivalent carbon dioxide
Sprawność konwersji	Conversion Efficiency
Standardowe warunki testowania	Standard test conditions (STC)
Straty sprawności	Mismatch losses
Studium wykonalności	Feasibility Study
System hybrydowy	Hybrid System

System przyłączony do lokalnej sieci energetycznej	Grid-connected system
System śledzący	Tracking system
System zarządzania jakością	Quality management system
Szereg	String
Szereg modułów	Array
Taryfa FIT	Feed-in-Tariff
Wewnętrzna stopa zwrotu	Internal Rate of Return
Widmo promieniowania słonecznego	Solar spectrum
Współczynnik wydajności	Performance ratio
Współczynnik wypełnienia	Filling Factor
Zjawisko fotowoltaiczne	PV effect



8. LITERATURA

1. Goetzberger A., Voß B., Knobloch J.: *Sonnenenergie: Photovoltaik*. Teubner Studienbücher, Stuttgart, Germany, 1994.
2. Goetzberger A., Wittwer V.: *Sonnenenergie – Physikalische Grundlagen und thermische Anwendungen*. Teubner Studienbücher, Stuttgart, Germany, 1996.
3. Benz J., Ortiz B., Roth W., Sauer D.U., Steinhüser A.: *Fuel Cells in Photovoltaik Hybrid Systems for Stand-Alone Power Supplies*. Proceedings 2nd European PV-Hybrid and Mini-Grid Conference, Kassel, Germany, 2003.
4. Roth W., Schmidt H., Schulz W., Steinhüser A.: *Photovoltaic Power Supply for Telecommunication Network Components in Remote Areas*. Proceedings TELESCON 2000, Dresden, Germany, 2000.
5. Palz W.: *Power for the world – a global photovoltaic action plan*. Solar Europe Newsletter, Kommission der Europäischen Gemeinschaften, DG XII, 1993.
6. Schweizer P., Shrestha J.N.: *What can solar electricity provide for the Himalayan society? The case of Nepal*. 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Nice, France, 1995.
7. *Successful User Schemes for Photovoltaic Stand-Alone Systems*. European Commission DG XVII, 2000.
8. *EPIA Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018 (June 2014)*.
9. *PVPS Report Snapshot of Global PV 1992–2013. Report IEA-PVPS T1-24:2014*.

Źródła elektroniczne [dostęp: 20.07.2018]:

1. <http://aberdeensolar.com/solar-pv/home-suitable>
2. <http://alternateenergycompany.com/how-solar-pv-panels-works-with-the-grid>
3. <http://energyinformative.org/wp-content/uploads/2012/05/off-grid-solar-system.png>
4. <http://gramwzielone.pl/energia-sloneczna/17916/czyszczenie-instalacji-fotowoltaicznej-zwiekszy-jej-wydajnosc>
5. <http://sine.ni.com/cs/app/doc/p/id/cs-12744>
6. <http://thatpowerguy.nz/solar/solar-power-system-size>
7. <http://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-power/pv-panel.html>
8. <http://www.freesolarpanelsuk.co.uk/the-best-angle-and-orientation-for-solar-panels-in-the-uk.php>
9. <http://www.greenrhinoenergy.com/solar/performance/shading.php>
10. <http://www.instsani.pl/519/system-montazu-dla-dachu-pokrytego-dachowka-ceramiczna>
11. <http://www.iparu.com/dual-axis-tracker-pst-2a>
12. <http://www.laplacesolar.com/photovoltaic-products/solar-link-monitoring-solutions/>
13. <http://www.nuvisionenergy.co.uk/>
14. <http://www.photon-solar.eu/>
15. http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0365-05962015000300297
16. <http://www.studymumbai.com/renewable-energy-resources.html>
17. http://www.thesolarplanner.com/array_plaement.html
18. <http://www.twojaenergia.pl/poradnik>
19. <https://ars.els-cdn.com/content/image/1-s2.0-S2214398X14000120-gr1.jpg>
20. <https://cen.acs.org/energy/solar-power/Perovskite-progress-pushes-tandem-solar/96/i24>

21. <https://energymag.net/daily-energy-demand-curve>
22. <https://greenpowerworksinc.com/energy-efficiency-for-residential>
23. <https://news.energysage.com/is-my-roof-even-suitable-for-solar>
24. <https://news.energysage.com/solar-panels-work-shade/>
25. <https://pveducation.org/pvcdrom/manufacturing/single-crystalline-silicon>
26. <https://solarips.com/2016/02/like-a-sunflower-solar-pv-panels-track-the-sun/>
27. <https://www.ecosoch.com/types-of-solar-on-grid-inverters-micro-string-central-2/>
28. <https://www.e-education.psu.edu/eme812/node/738>
29. <https://www.energy.gov/energysaver/buying-and-making-electricity/hybrid-wind-and-solar-electric-systems>
30. <https://www.homepower.com/articles/solar-electricity/design-installation/maximizing-solar-self-consumption>
31. <https://www.homepower.com/articles/solar-electricity/design-installation/energy-basics-shading-and-solar-electric-systems>
32. <https://www.indiamart.com/proddetail/aluminium-solar-mounting-structure-10795911762.html>
33. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>
34. <https://www.leoni-solar-windpower.com/en/products-services/generator-combiner-boxes/general-information/>
35. https://www.met.hu/en/eghajlat/magyarorszag_eghajlata/altalanos_eghajlati_jellemzes/sugarzas
36. <https://www.powersystemsdesign.com/articles/the-promise-of-solar-technology/28/6289>
37. <https://www.quora.com/How-does-off-grid-solar-plant-work>
38. <https://www.quora.com/Why-do-solar-panels-face-south>
39. https://www.researchgate.net/figure/Mean-weekly-profile_fig1_313453567
40. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778814001224#fig0025>
41. <https://www.semanticscholar.org/paper/Design%2C-implementation-and-performance-analysis-of-Munna-Bhuyan/d143c1d713073ec0ada345f7b28ebdc7428b7c71/figure/0>
42. <https://www.semanticscholar.org/paper/Maximum-power-point-tracking-controller-using-P-and-Singh-Sarkar/89cc1255f020c31698fc6c90bc6d0872b523b39b/figure/1>
43. <https://www.solarpowerworldonline.com/2014/12/quick-run-bipv>
44. <https://www.solarquotes.com.au/blog/an-eastwest-split-of-solar-panels-on-a-single-string-can-work-well/>



