

SKRYPT SZKOLENIOWY SZKOLENIE "FOTOWOLTAIKA W BUDOWNICTWIE"

w ramach projektu: *"Praca szansą na osobisty rozwój"*

16 stycznia 2017

Spis treści

1	Moduł 1 Panele fotowoltaiczne w kontekście technologii odnawialnych.	3
1.1	Co to jest układ fotowoltaiczny?	3
1.2	Korzyści z układów fotowoltaicznych	3
1.2.1	Ekonomiczne	4
1.2.2	Środowiskowe	4
1.3	Wady systemów PV	5
1.4	Typy systemów PV	5
1.4.1	PV podłączone do sieci energetycznej (on grid)	5
1.4.2	Układy autonomiczne (off-grid)	6
1.5	Taryfy gwarantowane	7
1.6	Zielone certyfikaty	8
1.7	Koszty	9
2	Moduł 2. Jak działa system fotowoltaiczny - zasady i budowa	9
2.1	Ogniwa, moduły i generatory PV	9
2.1.1	Ogniwa	9
2.1.2	Moduły	10
2.1.3	Generator PV, pole modułów PV	11
2.2	Konstrukcja modułu	11
2.3	Wpływ temperatury, oświetlenia i zacielenia na sprawność układu	12
2.3.1	Oświetlenie	13
2.3.2	Atmosferyczna masa optyczna	13
2.3.3	Temperatura ogniwa	14

2.3.4	Zacienienie	14
2.4	Konfiguracja stałoprądowa (DC) i zmiennoprądowa(AC) . . .	16
2.5	Charakterystyki elektryczne	16
3	Moduł 3. Projektowanie systemu PV	17
3.1	Projektowanie systemu fotowoltaicznego	17
3.1.1	Napięcie	18
3.1.2	Natężenie	19
3.1.3	Charakterystyka generatora:	20
3.2	Przewody i podłączenia	20
3.3	Diody i bezpieczniki	22
3.3.1	Bezpieczniki szeregowo	22
3.3.2	Diody bocznikujące	23
3.4	Dobór parametrów komponentów DC	24
3.5	Ocena parametrów komponentów AC	26
3.5.1	Rozłączniki generatora - rozłącznik AC i DC	26
4	Moduł 4. Montaż systemu PV	32
4.1	Podstawowe zasady projektowania	32
4.2	Planowanie instalacji	32
4.3	Podsumowanie sekwencjonowania zadań na miejscu instalacji	33
4.3.1	Roboty na dachu	34
4.3.2	Roboty wewnątrz	34
4.3.3	Potrzebne narzędzia	34
4.3.4	Lista potrzebnych narzędzi:	34
4.3.5	Droga na miejsce montażu i powrót	36
4.3.6	Przybycie na miejsce	37
4.3.7	Rusztowanie	37
4.3.8	Prace na dachu	38
4.3.9	Mocowanie generatora do krokwi	38
4.3.10	Sekwencja prac na dachu	40
4.4	Struktury dachowe	40
4.4.1	Terminologia	41
4.4.2	Dachy nachylone/skośne	42
4.4.3	Dachy płaskie	43
4.4.4	Mocowanie modułów	43
4.4.5	Systemy niezintegrowane z budynkiem	43
4.4.6	Uchwyty dachowe	44
4.5	Praca na wysokościach	47
4.6	Typy inwerterów w systemach fotowoltaicznych	48

5	Moduł 5. Konserwacja i wykrywanie usterek	50
5.1	Konserwacja	50
5.2	Przeglądy comiesięczne	51
5.3	Przeglądy co sześć miesięcy	51
5.4	Przeglądy co trzy/cztery lata	52
5.5	Protokół przeprowadzenia konserwacji	53
5.6	Rozwiązywanie problemów	53
5.6.1	Problemy z inwerterem	53
5.6.2	Problemy z generatorem PV	54
5.7	Znajdowanie usterek	54
5.8	Usuwanie usterek	57

1 Moduł 1 Panele fotowoltaiczne w kontekście technologii odnawialnych.

1.1 Co to jest układ fotowoltaiczny?

Skrót PV (z j. ang. photovoltaic) oznacza fotowoltaiczny, czyli zdolny do wytwarzania napięcia, zwykle dzięki fotoemisji, w warunkach ekspozycji na energię promieniowania, szczególnie światła.

Proces konwersji światła (fotonów) bezpośrednio na elektryczne (napięcie) jest nazywany fotowoltaiką (PV = photovoltaics). Kiedy materiały fotowoltaiczne absorbują światło słoneczne, wybija ono elektrony, uwalniając je z atomów, umożliwiając im przemieszczanie się przez materiał i wytwarzanie elektryczności.

Materiały fotowoltaiczne używane są do budowy ogniw słonecznych, które następnie są zgrupowane w moduły fotowoltaiczne (znane także jako panele słoneczne). Moduły mogą być wzajemnie pogrupowane i połączone tworząc generatory fotowoltaiczne (pola modułów).

Na układ PV składa się kilka elementów składowych: panele słoneczne, system montażu, inwerter (falownik), licznik energii, okablowanie, układ sterowania, tablica rozdzielcza.

1.2 Korzyści z układów fotowoltaicznych

Z instalacji PV wiąże się z kilkoma rodzajami korzyści. Dwa główne to ekonomiczne i środowiskowe. Za korzyść ekonomiczną faktycznie uważa się inwestycję, która choć wymaga poniesienia pewnego kosztu początkowego związanego z uruchomieniem systemu PV, ale potem system ten będzie potrzebował bardzo

niewiele zabiegów konserwacyjnych, a będzie w sposób ciągły generować elektryczność, którą można odsprzedać klientom sieciowym. **Poniżej podano kilka przykładów takich korzyści:**

1.2.1 Ekonomiczne

Zredukowanie wysokości rachunków za elektryczność: Inwestycja w panele słoneczne jest za darmo, więc kiedy poniesiemy początkowe koszty instalacji, to koszty elektryczności zostaną znacznie zredukowane. Typowy domowy system PV może zaspokoić zapotrzebowanie na około 40% energii, jaką zużywa się rocznie w gospodarstwie domowym.

Sprzedaż elektryczności dystrybutorowi energii elektrycznej: Jeżeli układ produkuje więcej energii elektrycznej niż potrzeba i może zostać zużyte, to energię tę może użyć ktoś inny - a dzięki systemowi PV uda się zarobić trochę pieniędzy.

Zmagazynowanie elektryczności na okres pochmurnych dni: kiedy obiekt nie jest podłączony do sieci elektrycznej, układ może magazynować nadmiar energii w akumulatorach i użyć jej wtedy gdy będzie jej potrzebował.

1.2.2 Środowiskowe

Redukcja emisji związków węgla: elektryczność słoneczna jest zieloną, odnawialną energią, przy jej wykorzystaniu nie jest wydzielany szkodliwy dwutlenek węgla ani inne zanieczyszczenia. W przypadku typowego systemu **PV można uniknąć emisji około 1200 kg dwutlenku węgla rocznie** - co stanowi około 30 ton w trakcie eksploatacji systemu.

Ochrona fauny i flory: kopalnie węglowe wymagają dużych ilości wody, aby usunąć rudy z węgla. W elektrowniach węglowych zużywa się duże ilości wody do produkcji pary wodnej oraz wykorzystuje się ją w układach chłodzenia. Kiedy elektrownie węglowe czerpią wodę z jeziora lub rzeki, to ma to wpływ na ryby i inne życie wodne, jak również na zwierzęta i ludzi, którzy od tych zasobów wodnych zależą. W tym samym czasie, w wodzie używanej przez instalacje chłodzące i systemy chłodzenia elektrowni gromadzą się zanieczyszczenia. Jeżeli woda używana przez elektrownię zostanie odprowadzona do jeziora lub rzeki, zanieczyszczenia w wodzie mogą zaszkodzić zwierzętom i roślinom. W systemach PV nie zachodzą takie procesy.

Brak odpadów: po spaleniu węgla pozostają odpady stałe i popiół, który składa się głównie z tlenków metali i zasad. Średnia zawartość frakcji popiołu w węglu to około 10%. Odpady stałe powstają także w kopalniach węglowych, kiedy oczyszcza się węgiel oraz w elektrowniach, gdy zanieczyszczenia powietrza są usuwane z gazów kominowych. Większość tych odpadów jest składowana na

składowiskach odpadów i w nieczynnych kopalniach, chociaż obecnie pewnie już przetwarza się na użyteczne produkty, takie jak cement i materiały budowlane. Tak samo jest w przypadku elektrowni zasilanych paliwem jądrowym, gdzie powstają odpady radioaktywne. Takie odpady są radioaktywne przez wiele tysięcy lat i muszą być przechowywane w specjalnych miejscach albo pod ziemią, albo w betonowych kryptach zanurzonych w wodzie i otoczonych stalą. W przypadku systemów PV nie ma emisji spalin czy powstawania popiołu.

1.3 Wady systemów PV

Poniżej są przedstawione wady systemów PV:

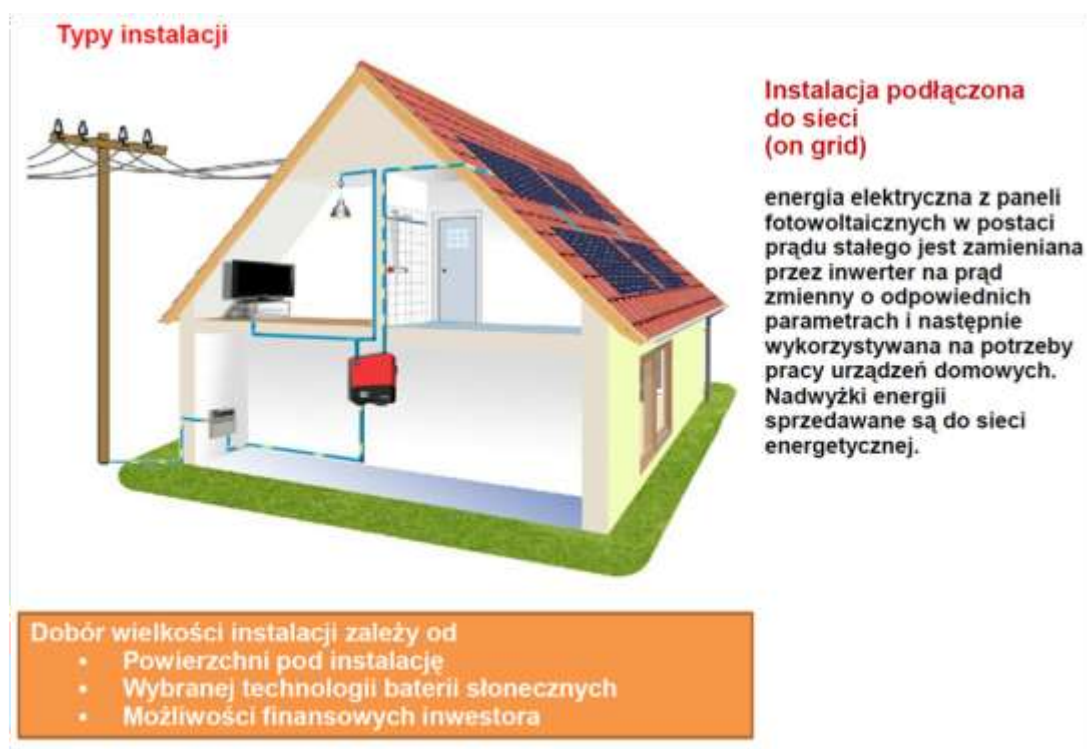
- Pewne toksyczne związki chemiczne, takie jak kadm czy arsenik są używane w procesie produkcji systemów PV. Jednak te czynniki środowiskowe są niewielkie i mogą być łatwo kontrolowane dzięki recyklingowi i odpowiedniej utylizacji.
- Energia słoneczna jest nieco droższa w produkcji niż energia ze źródeł konwencjonalnych, w części w związku z kosztami wytworzenia urządzeń PV, a w części w związku ze sprawnością konwersji urządzeń tych urządzeń. W miarę jak sprawność konwersji zaczyna wzrastać, to koszty wytwarzania tych urządzeń zaczynają spadać i fotowoltaika staje się coraz bardziej konkurencyjna pod względem kosztów w porównaniu z paliwami konwencjonalnymi.
- Energia słoneczna jest zmiennym źródłem energii. W tym przypadku produkcja energii zależy od słońca. Może się zdarzyć, że urządzenia słoneczne mogą nie wytwarzać energii przez pewien okres czasu, co może prowadzić do niedoborów w sytuacjach, gdy duża ilość energii jest właśnie czerpana ze słońca.

1.4 Typy systemów PV

Systemy fotowoltaiczne są najczęściej klasyfikowane pod względem ich wymagań funkcjonalnych i operacyjnych, konfiguracji podzespołów, i od tego jak są połączony z innymi źródłami energii i odbiornikami (urządzeniami elektrycznymi). Istnieją dwie główne kategorie: układy podłączone do sieci energetycznej (on-grid) i układy autonomiczne (off-grid).

1.4.1 PV podłączone do sieci energetycznej (on grid)

Układy PV podłączone do sieci energetycznej są zaprojektowane w taki sposób, aby działać równolegle i w połączeniu z siecią energetyczną. Głównym elementem takiego systemu jest *inwerter (falownik)*. Inwerter przemienia moc stałą produkowaną przez panele PV na moc zmienną zgodnie z wymaganiami napięcia i mocy sieci energetycznej. Inwerter automatycznie zatrzymuje dostarczanie energii do sieci energetycznej, gdy się nie jest zasilana. Poniżej przedstawiono typowy układ PV zintegrowany z siecią energetyczną



1.4.2 Układy autonomiczne (off-grid)

Układy autonomiczne są zaprojektowane tak, aby działać niezależnie od sieci energetycznej, i są na ogół zaprojektowane tak i mają rozmiary odpowiednie, aby zasilать urządzenie stało- i zmiennoprądowe. Układy autonomiczne mogą być zasilane tylko przez generator PV albo mogą używać generatora zasilanego wiatrem lub zasilania sieciowego jako jedyne zapasowe zasilanie, gdzie wyjście stałoprądowe (DC) modułu lub generatora PV jest bezpośrednio podłączone do obciążenia.

Ponieważ w takich układach nie ma urządzeń do gromadzenia energii, obciążenie funkcjonuje tylko w godzinach, gdy jest światło słoneczne, czyli że

te konstrukcje odpowiednimi dla powszechnych zastosowań jak wentylatory, pompy wodne i niewielkie pompy cyrkulacyjne dla solarnych termicznych układów ogrzewania wodź. Dopasowanie impedancji obciążenia elektrycznego do maksymalnej mocy wyjściowej generatora PV jest kluczową częścią projektowania dobrze działającego bezpośrednio sprzonego systemu PV.

Jednak w wielu autonomicznych systemach PV do magazynowania energii używa się akumulatorów.

Poniżej mamy przedstawiony diagram typowego autonomicznego układu PV z akumulatorowym magazynowaniem energii zasilającego odbiorniki staśo- i zmiennoprądowe.



1.5 Taryfy gwarantowane

Taryfy gwarantowane są mechanizmem motywującym wprowadzonym przez rząd w celu promowania prywatnych inwestycji małej skali w zakresie techno-

logii odnawialnych. Prawo obliuguje dystrybutorw energii, aby pšacili pewnŃ kwot za kaŃdŃ produkowanŃ jednostk (kWh) odnawialnej energii elektrycznej. Oznacza to, Ńe poczŃtkowy nakšad pieniny wydany na system PV zwrci si szybciej.

Taryfa gwarantowana ma obowiŃzywa przez okreŃlonŃ liczb lat, co w przypadku fotowoltaiki ustalono na dwadzieŃcia pi.

Departament Na Rzecz Zmian Energii i Klimatu {DECC} wydaŃ formalne instrukcje (lipiec 2009) okreŃlajŃce jak Wielka Brytania zamierza osiŃgnŃ cele zwiŃzane z redukcjŃ zwiŃzkw wŃla. Ten dokument zawiera ogŃszenie proponowanych taryf gwarantowanych. Ostateczne wysokoŃci stawek zostaŃy ogŃszone 1 lutego 2010 i zaczy obowiŃzywa 1 kwietnia 2010 roku.

Taryfy gwarantowane wprowadzone zostaŃy po 31 grudnia 2015 roku i bŃdŃ obowiŃzywa przez 15 lat.

Ma to zachci ludzi, aby nie czekali z inwestycjŃ myŃlŃc, Ńe cena technologii w przyszŃoŃci spadnie: im pniej zainwestujesz, tym otrzymasz mniej zwrotu w formie taryf gwarantowanych. W ten sposb przedstawiono zacht do inwestycji juŃ teraz. ZaŃoŃono, Ńe zwrot z inwestycji systemw PV powinien wynosi midzy 5 a 8 lat. **Zatwierdzone taryfy sŃ zaleŃne od mocy systemw PV i przedstawiajŃ si nastpujŃco: do 3 kW - 0,75 zŃ/ kWh; od 3 do 10 kW - 0,65 zŃ/ kWh.**

1.6 Zielone certyfikaty

Zielone certyfikaty sŃ zbywalnymi certyfikatami przyznawanymi przez odpowiedni organ za kaŃdŃ 1 MWh lub 1000 kWh wyprodukowanej energii ze ŃrdŃa odnawialnego. SŃ przypisane do kaŃdej jednostki energii niezaleŃnie, czy ich producent zuŃyje jŃ sam czy przeŃle jŃ do sieci energetycznej. Odpowiednie instytucje zajmujŃce si obrotem zielonymi certyfikatami zaczy dziaŃa w kwietniu 2002 roku jako cz porozumienia dystrybutorw energii elektrycznej. Porozumienie to wymaga od dostawcw energii, aby okreŃlona cz elektrycznoŃci, ktrŃ dostarczajŃ swoim klientom, pochodziŃa ze ŃrdeŃ odnawialnych. Rozpoczto od 3% w 2003 roku, podnoszc stopniowo do 10,4% w 2010 roku, aŃ do osiŃgnicia 15,4% w 2015. Koszt energii dla konsumenta ma by ograniczony z gry, a Zielone certyfikaty majŃ funkcjonowa do 2027 roku, co zostaŃo usankcjonowane prawnie.

Producenci speŃniajŃcy niezbne warunki otrzymujŃ Zielone certyfikaty za kaŃdŃ MWh wytworzonej energii. Certyfikaty te mogŃ zosta pniej sprzedane dostawcom, aby mogli speŃni swj obowiŃzek. Dostawcy mogŃ albo przedstawia wystarczajŃczŃ liczb certyfikatw, ktry pokrywa niezbny procent ich produkcji, albo mogŃ zapŃsaci aktualnŃ cen wykupu certyfikatw za brakujŃczŃ cz. Wszystkie wpŃsywy z pŃatnoŃci po cenie wykupu sŃ zwracane dostawcom w

czci proporcjonalnej do liczby posiadanych przez nich Zielonych certyfikatów.

Wartość Zielonych certyfikatów i taryf gwarantowanych jest corocznie rewidowana, a liczby używane w tych przyśadach sć aktualne na czerwiec 2011. Można sprawdzić aktualne wartości na stronie OFGEM (Urząd Regulacji Rynków Gazu i Elektryczności) - <http://www.ofgem.gov.uk>.

1.7 Koszty

Koszty instalacji systemu elektryczności solarnej mogą się różnić - średni system kosztuje pomiędzy 20 a 40 tysięcy złotych w zależności od swojego rozmiaru i typu. Cena ta zawiera cenę materiałów i koszty robocizny. W ogólności:

- Im więcej energii elektrycznej system wytwarza, tym więcej kosztuje, ale można dzięki temu więcej zaoszczędzić,
- Dachówki fotowoltaiczne kosztują więcej niż konwencjonalne panele słoneczne,
- Zintegrowane z dachem systemy PV są na ogół droższe od systemów niezintegrowanych (zmodernizowanych), jednak jeżeli wymagana jest większa naprawa dachu, zintegrowane panele PV mogą zrekompenzować koszt pokrycia dachu.

2 Moduł 2. Jak działa system fotowoltaiczny - zasady i budowa

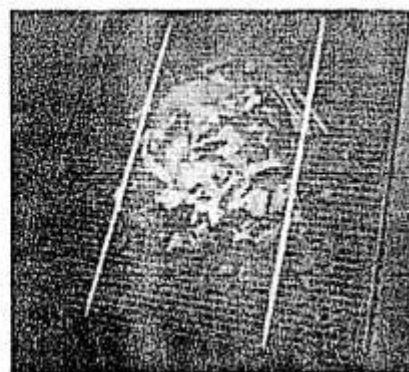
2.1 Ogniwa, moduły i generatory PV

Systemy fotowoltaiczne wykorzystują kilka elementów w celu konwersji energii światła na energię elektryczną. Najbardziej podstawowym z tych elementów jest *ogniwo fotowoltaiczne*, które omówimy jako pierwsze.

2.1.1 Ogniwa

Powszechnie używa się trzech typów ogniw: oparte na krzemie monokrystalicznym, polikrystalicznym (używa się też określenia multikrystaliczne) i krzemie amorficznym (cienkowarstwowe). Ogniwa takie są wykonane z różnych materiałów, z których każde ma inne właściwości. Ogniwo o największej sprawności jest ogniwo monokrystaliczne, które ma czarny matowy wygląd. Ten typ ogniw ma sprawność konwersji energii świetlnej na elektryczność rzędu 15-18%.

Ogniwa polikrystaliczne są koloru niebieskiego z wyraźnie widocznymi kryształami i posiadaj  sprawno  rzdu 10-12%. Ogniwa z **amorficznego krzemu** mają sprawno  6-8% i są na og koloru brązowego. Te ogniwa mają krtsz   ywotno  niż te krystaliczne, ale są tasze z powodu ich cienkowarstwowej konstrukcji i redukcji surowca (mianowicie krzemu) potrzebnego do produkcji. Typ cienkowarstwowy ogniwa ma zalet, że jest ciejszy ni  typy krystaliczne i może by stosowany w szerszym zakresie. Ogniwa fotowoltaiczne funkcjonują przy *niskim napięciu, typowo 0,6 V dla typw krystalicznych i 0,9 V dla typu z krzemu amorficznego*. Moduł jest zbiorem ogniw po czonych szeregowo, co sprawia, że zwiększa si napięcie, czyniąc moduły bardziej użytecznymi. Panel solarny jest modułem, ktry zost  skonstruowany z wielu ogniw.



ogniwo monokrystaliczne ogniwo polikrystaliczne

2.1.2 Moduły

Moduł jest bardziej powszechnie znany jako panel solarny/słoneczny. Składa si z ogniw, ktre są elektrycznie po czone razem i zabezpieczone (przed uderzeniem gradu, wiatrem, obci eniem IJniegiem). Musz  rwnie  ochroni ogniwa przed wilgocią, ktra powoduje korozj metalowych kontaktw, zmniejszając ich  ywotno  i wydajno .

Wikszo  modu w jest sztywne, dziki czemu może by przytwierdzona do struktury dachu budynku lub urządze naprowadzających na s oce. Po czenie elektryczne pomidzy ogniwami są albo szeregowo, aby uzyska pożądane napięcie lub/i rwnoleg , aby otrzyma   dane natenie prądu na wyjściu.

Moduły podlegają jakościowym wymogom produkcji takim jak standardy Unii Europejskiej. Poni ej przedstawiono oznaczenia norm zwi zane z wytwarzaniem modu w PV:

PN-EN-61215:2005 - Moduły fotowoltaiczne (PV) z krzemu krystalicznego do zastosowań naziemnych - Kwalifikacja konstrukcji i aprobaty typu.

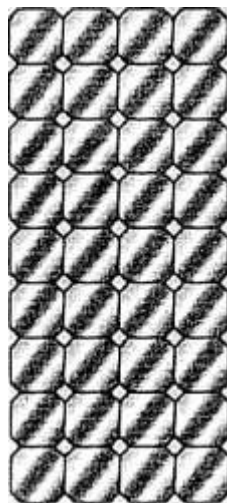
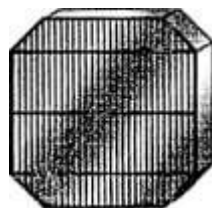
PN-EN-61646:2008 - Cienkowarstwowe naziemne moduły fotowoltaiczne (PV) - Kwalifikacja konstrukcji i zatwierdzenie typu.

PN-EN-61730-1:2007 - Ocena bezpieczeństwa modułu fotowoltaicznego (PVJ) - Cz 1: Wymagania dotyczące konstrukcji.

MS 005 - Wymagania certyfikacji produktów: solarne moduły fotowoltaiczne

2.1.3 Generator PV, pole modułów PV

- to kolekcja elektrycznie połączonych modułów, które z kolei mogą być połączone szeregowo lub równolegle w zależności od tego, jakie napięcie lub natężenie prądu jest wymagane dla systemu. Wymagania systemowe są zazwyczaj podyktowane przez konieczne charakterystyki wejściowe dla inwertera/falownika.



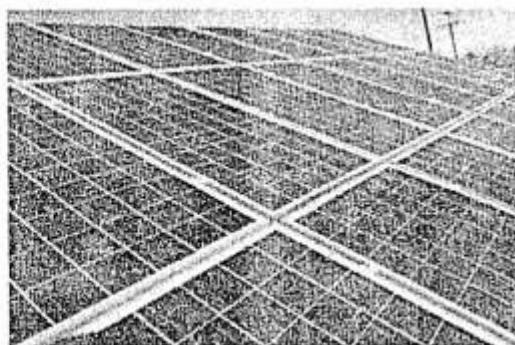
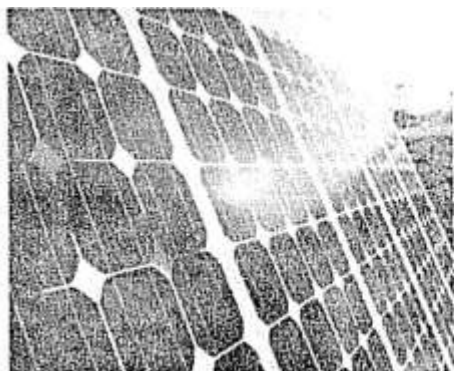
ogniwo

moduł

2.2 Konstrukcja modułu

Moduły solarne obecnie są dostępne w różnych rozmiarach i kształtach. Te mogą się zmieniać od panelu solarnego do dachówek solarnych, które zastępują zwykłe dachówki. W zależności od tego, jakie moduły są zainstalowane, otrzymujemy różne parametry wyjścia. Typowy krystaliczny panel solarny 1m x 1,64m, posiada zwykle 60 ogniw dających na wyjściu przy otwartym obwodzie napięcie około 37-38 V, podczas gdy dachówka solarna złożona zwykle z 4-6 ogniw osiąga napięcie 9,6 - 21,6 V przy otwartym obwodzie. Jest całkiem jasne, że większa powierzchnia ogniw będzie produkować większą moc wyjściową naszego generatora PV.

Ogniwa oparte na amorficznym krzemie są zbudowane inaczej. Zamiast typowego rozmieszczenia ogniw, cienka warstwa krzemu jest pocita na paski szerokości 1cm, które posiadają napięcie przy otwartym obwodzie rzędu 0,9V. Te paski są dalej łączone razem w celu uzyskania większego napięcia wyjściowego. Typowy moduł oparty na amorficznym krzemie posiada rozmiary 3x1 stopy. Moduły takie mogłyby być krótsze, co zredukowałoby ich natężenie prądu na wyjściu albo dłuższe, co zredukowałoby ich napięcie na wyjściu.



moduły z ogniwami opartymi na krzemie opartymi na krzemie *moduły z ogniwami*
monokrystalicznym *polikrystalicznymi*

2.3 Wpływ temperatury, oświetlenia i zacielenia na sprawność układu

Kiedy przyjrzymy się konfiguracji modułów i generatorów PV, to należy rozważyć wiele ich parametrów. Następujące czynniki mają wpływ na sprawność generatora PV. W przypadku większości modułów podaje się ich szczytową moc

wyjściow. Jest to maksymalna moc wyjściowa modułów w standardowych warunkach testowych (Standard Test Conditions (STC)).

STC są zdefiniowane przy poziomie natężenia promieniowania słonecznego rzędu 1000 W/m^2 w temperaturze 25°C i atmosferycznej masie optycznej równej 1.5. Jest to szczytowe natężenie promieniowania i umiarkowana temperatura, co stanowi "idealne" warunki działania dla modułu solarnego. W rzeczywistości, występujące natężenie promieniowania jest znacznie mniejsze niż wartość szczytowa, a występująca temperatura jest zazwyczaj większa niż ta na poziomie STC.

Na STC wpływają 4 czynniki:

2.3.1 Oświetlenie

Oświetlenie: (natężenie światła słonecznego), ta wielkość jest mierzona w watach na metr padający na płaską powierzchnię. Standardowy pomiar to 1000 W/m^2 , (jak powyżej)



Potencjał elektryczności wytworzonej z optymalnie ustawionych modułów PV dla Polski (mapa pochodzi z http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmaps/eu_opt/pvgis_solar_opt)

2.3.2 Atmosferyczna masa optyczna

Atmosferyczna masa optyczna: to odnosi się do "grubości" i przezroczystości powietrza przez, które światło słoneczne musi przejść, aby dotrzeć do modułów. Kąt padania promieni słonecznych wpływa na tę wartość. Standardowa wartość jest 1,5.

2.3.3 Temperatura ogniwa

Temperatura ogniwa: ta różni się od temperatury otaczającego powietrza. Wartość standardowych warunków testowych jest zdefiniowana jako 25 stopni Celsjusza. Sprawność systemu PV zmniejsza się wraz ze wzrostem temperatury, co z kolei ma wpływ na typ używanego systemu mocowania.

2.3.4 Zacienienie

Zacienienie: sprawność również jest uzależniona od zacienienia, należy starannie rozważyć sąsiedztwo pobliskich drzew i budynków, gdyż może ono znacząco zredukować moc wyjściową generatora. Dlatego, poziome i pionowe rozmiary generatora mogą posłużyć do zoptymalizowania wydajności przez redukcję wpływu zacienienia jak również do poprawienia wyglądu estetycznego.

Zacienienie występuje w sytuacjach, gdy światło słoneczne jest zasłanianie bądź blokowane przez otaczające środowisko, zarówno architektoniczne, jak i naturalne, a to może mieć znaczny wpływ na wydajność systemu PV. Konieczne jest, aby na etapie projektowania, zacienienie było uważane jako takie, które ma istotny wpływ na roczną wartość wyprodukowanej energii. Zacienienie chwilowe, na przykład śnieg, ptasie odchody i liście również mogą wpływać na wydajność systemu.

Zacienienie redukuje poziom słonecznego promieniowania, które wpływa na wydajność systemu, dlatego pożądanym jest wykonanie starannego oraz harmonizującego z otoczeniem projektu w celu upewnienia się, że zacienienie nie będzie występować.

W sytuacji zacienienia, ograniczeniu podlega zarówno przed wyjściowy zacienionego modułu, jak i może wystąpić termiczne naprężenie zacienionych modułów. Przed jest bezpośrednio związany z promieniowaniem słonecznym, a kiedy moduły są poszczone szeregowo, to przed wyjściowy tego szeregu może zostać znacząco zredukowany.

Odwrotność napięcia w zacienionych modułach może powodować naprężenia termiczne. Diody bocznikujące blokują każde odwrócone napięcie w zacienionym szeregu. Jeśli na przykład rozważyć generator z czterema szeregami, to będą one blokować odwrócone napięcia tylko w zacienionym ciągu. Spowoduje to

zablokowanie prądu, jaki mogłyby popłynąć z inwertera do zacienionego szeregu. Stan blokady modułu i związane z nim straty mogą znacząco zwiększyć temperaturę ogniwa i z tego powodu zwiększa prawdopodobieństwo ryzyka jego przegrzania.

Wp to wat peak (inaczej szczytowa moc PV w watach, W, która jest wytwarzana w warunkach STC).

Jak zostało to przedyskutowane powyżej, warunki STC są rzadko osiągalne w praktyce, więc wskaźnik Wp systemu PV jest potencjalnym maksimum mocy wyjściowej, jakiego moduł może dostarczyć. Rzeczywista moc wyjściowa, jakiego moduł będzie wytwarzał, jest zależna od poziomu promieniowania słonecznego, które zmienia się w ciągu dnia, a także w ciągu roku.

W przypadku dobrze zaprojektowanego systemu PV zintegrowanego z siecią energetyczną o mocy szczytowej 1 kWp zainstalowanego w Wielkiej Brytanii rocznie będzie produkowane około 965 kWh energii elektrycznej. Taki generator będzie wymagał około 8-15 m² odsłoniętej powierzchni w zależności od typu ogniw fotowoltaicznych i inwertera DC-AC. Generator powinien być zainstalowany tak, aby był skierowany w kierunku południowym i odchylony 30 stopni od poziomu, aby uzyskać optymalną wydajność.

Typowy dom z 3 pomieszczeniami zużywa rocznie 3880 kWh energii elektrycznej, więc typowy domowy system PV o mocy szczytowej pomiędzy 1.5 a 2 kWp powinien zaspokajać 30-35% wymaganego zapotrzebowania. Ta wartość powinna być większa w sprawnie energetycznym domu tych samych rozmiarów, chociaż może wystąpić zapotrzebowanie na energię elektryczną w innym czasie niż czas jej wytwarzania. Instalacje PV szczególnie nadają się do komercyjnych budynków, gdzie czas zapotrzebowania na elektryczność pokrywa się z czasem wytwarzania.

Na płaskich dachach możliwe jest zamocowanie systemu PV na konstrukcji, która może być ustawiona pod odpowiednim kątem. Jeżeli generator PV ma być zamocowany na pionowej fasadzie lub dachu, to korzystną orientacją powinna być orientacja południowa. W każdym przypadku powinno się unikać orientacji zachodniej. Nachylony generator PV będzie otrzymywał więcej światła niż generator ustawiony pionowo.

W Polsce optymalny kąt nachylenia paneli PV to 35 stopni. Minimalne pochylenie 15 stopni względem poziomu jest rekomendowane po to, aby umożliwić spłukanie brudu z generatora przez deszcz. Mniejsze kąty są lepsze dla orientacji generatora w kierunku wschodnim lub zachodnim, ponieważ słońce jest niżej na niebie w miarę, jak oddala się od południa. (Uzyskiwana moc szczytowa jest największa, gdy płaszczyzna generatora jest skierowana prostopadle do promieni słonecznych).

2.4 Konfiguracja stałoprądowa (DC) i zmiennoprądowa (AC)

Typowy system PV podłączany do sieci energetycznej zawiera dwie konfiguracje: stałoprądową i zmiennoprądową, jako część systemu. Wyjściu paneli PV do inwertera jest stałoprądowe (DC), a wyjściu inwertera jest zmiennoprądowe (AC). Choć DC powszechnie używa się w układach elektrycznych to jednak różni się ono znacznie od AC. Przyglądnijmy się dokładniej definicji DC:

"prąd płynący w jednym kierunku, którego zmiany wartości natężenia wynoszą zero albo są tak niewielkie, że mogą zostać zaniedbane"

Istotną cechą prądu DC jest to, że utrzymuje on stały poziom natężenia w czasie. To odróżnia go od prądu AC, którego natężenie jest zmienne w czasie. W przypadku sieci energetycznej dostarczającej elektryczność zmiany te mają charakter sinusoidalny. Wartość prądu AC o charakterze sinusoidalnym zmienia się okresowo. **Częstotliwość** tych zmian jest, obok amplitudy - maksymalnej chwilowej wartości płynącego prądu, drugim istotnym parametrem charakteryzującym prąd AC.

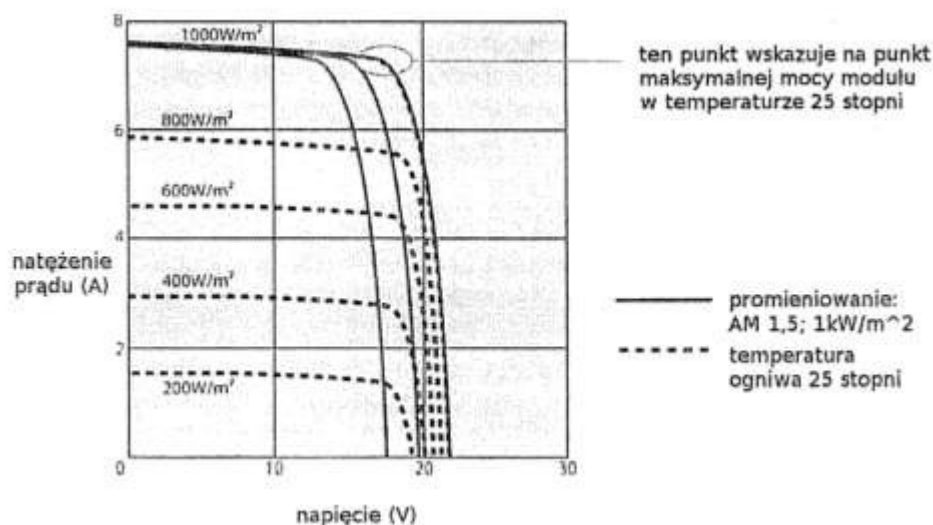
2.5 Charakterystyki elektryczne

Urządzenia fotowoltaiczne mogą również operować w zakresie od obwodu otwartego (zerowe natężenie) do zwarcia (zerowe napięcie). Pomędzy tymi dwoma ekstremami jest punkt, w którym wytwarzana moc jest maksymalna - 80% napięcia przy obwodzie otwartym dla modułów krystalicznych i 60% napięcia dla obwodu otwartego dla tych opartych na amorficznym krzemie. Jest to **maksymalny punkt mocy** (Maximum Power Point).

Wierzchołek tej krzywej wskazuje maksymalny punkt mocy modułu przy temperaturze 25 stopni Celsjusza.

Przyczyną, dlaczego moduły PV mają także relację między natężeniem i napięciem jest charakterystyka ogniw. Są one zrobione z materiału przewodnikowego, który ma właściwości diody:

- Jeżeli do układu podłączymy obciążenie o pomijalnej impedancji, to mamy w istocie do czynienia ze zwarcie. Oznacza to, że natężenie będzie osiągało maksymalną wartość - **natężenie zwarcia** I_{sc} . Jest to prąd, który umożliwiłby przepływ, jeżeli podłączylibyśmy dodatnie i ujemne zaciski modułu przy zerowym napięciu (zerowa moc)
- Jeżeli do układu podłączymy obciążenie o nieskończonej impedancji, to w istocie mamy do czynienia z **obwodem otwartym**. Oznacza to, że ładunek prądu nie może płynąć, a napięcie na module będzie osiągało maksimum - to jest napięcie obwodu otwartego V_{oc} .



- Kiedy do układu podłączymy po prostu obciążenie, moduł PV będzie wytwarzał moc, która osiągnie maksimum w punkcie mocy maksymalnej. Ta sytuacja pokazana na wykresie powyżej.

Diagram powyżej pokazuje, że na ogniwie spada napięcie, jeżeli temperatura zwiększa się, a natężenie prądu maleje w miarę zmniejszenia natężenia promieniowania. Ten efekt jest wspólny dla wszystkich modułów krystalicznych. Maksymalną moc wyjściową tego ogniwa jest uzyskiwana w punkcie na zakrzywieniu krzywej.

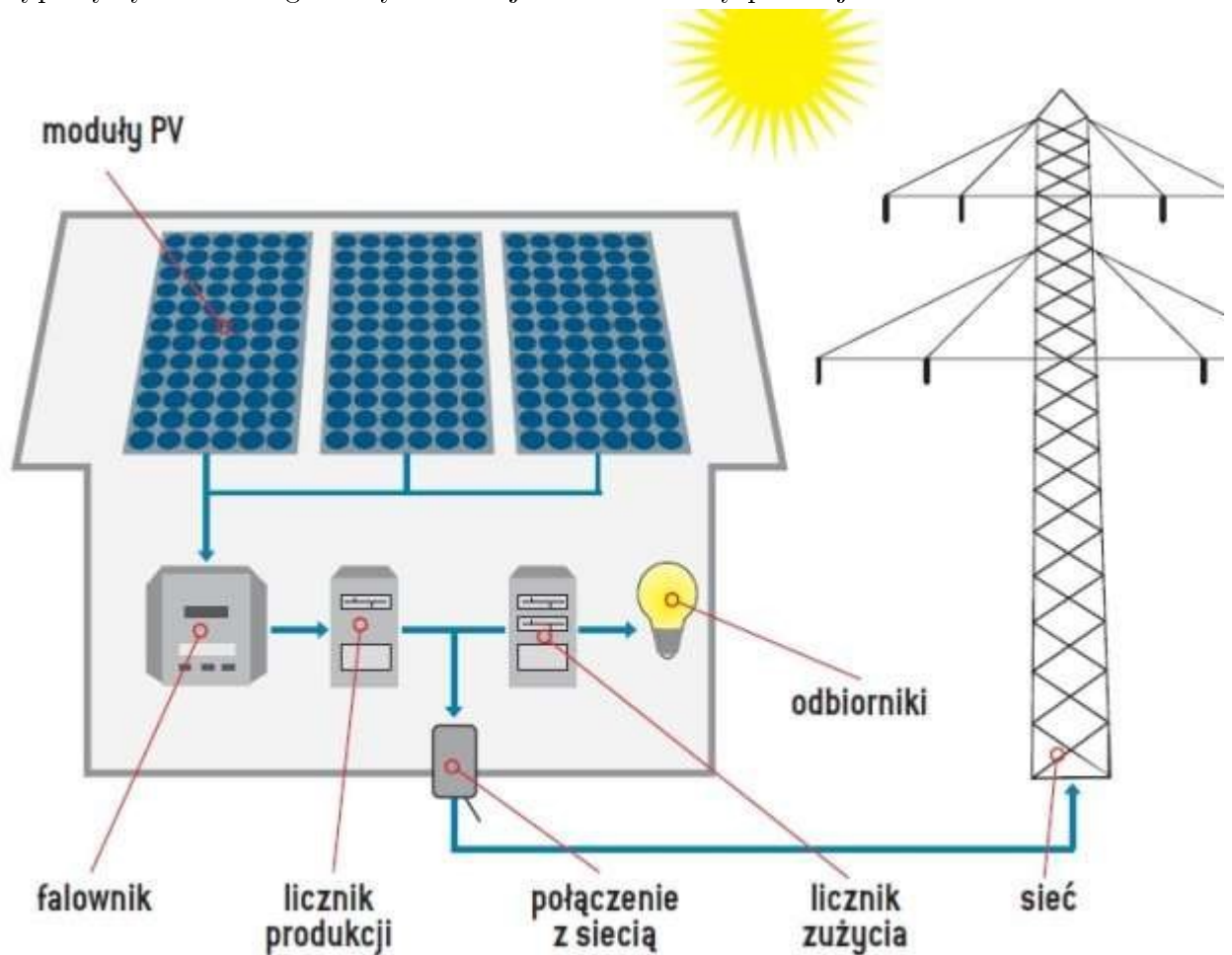
Inwertery, które są używane w systemach podłączanych do sieci energetycznej, posiadają układy śledzenia punktu mocy maksymalnej, które umożliwiają sterowanie obciążeniem. Pomaga to utrzymać moduły/generatory najbliżej jak to możliwe punktu mocy maksymalnej, nawet przy zmianach pogody i zmianach zapotrzebowania na elektryczność wewnątrz budynku. Dlatego pobór prądu i napięcie układu powinno być blisko punktu mocy maksymalnej.

3 Moduł 3. Projektowanie systemu PV

3.1 Projektowanie systemu fotowoltaicznego

Rdzeń projektu systemu PV opiera się na dwóch podstawowych zasadach, **połączenie modułów w szereg zwiększa jego zdolność napięciową, a konfiguracja równoległa daje większą wydajność prądową**. Jest to analogiczne do baterii/akumulatorów, gdzie wymagania związane z optymalnym napięciem i natężeniem są ustalone przez konfigurację połączenia.

Napicia operacyjne większych systemów PV są uzyskiwane poprzez połączenie modułów w szeregi w celu zwiększenia napięcia. Wyższe poziomy mocy są uzyskiwane przez równoległełączenie szeregów (o takim samym nominalnym napięciu) w celu zwiększenia natężenia. Te właśnie właściwości generatora są istotne, ponieważ muszą zostać obliczone, zanim podejmie się decyzję co do wielkości inwertera. Typowy system zintegrowany z siecią jest zilustrowany poniżej:



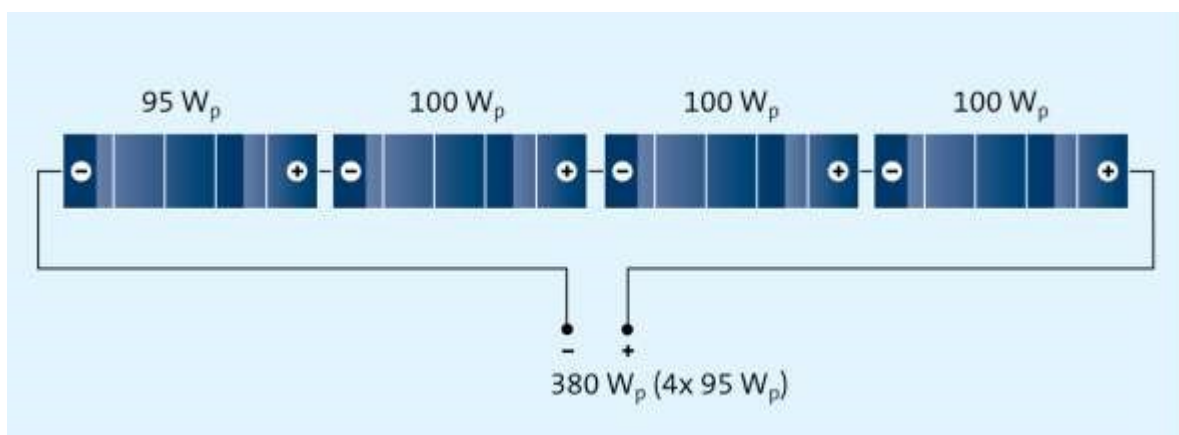
3.1.1 Napięcie

Napięcie i natężenie wyjściowe generatora zależą od konfiguracji i połączenia modułów. Jeśli moduły są połączone w szeregi, to spowoduje zwiększenie całkowitego napięcia generatora PV. Zauważmy, że istnieją dwie wartości napięcia dla danego modułu. Jedno przy warunkach STC i drugie w punkcie mocy maksymalnej (MPP).

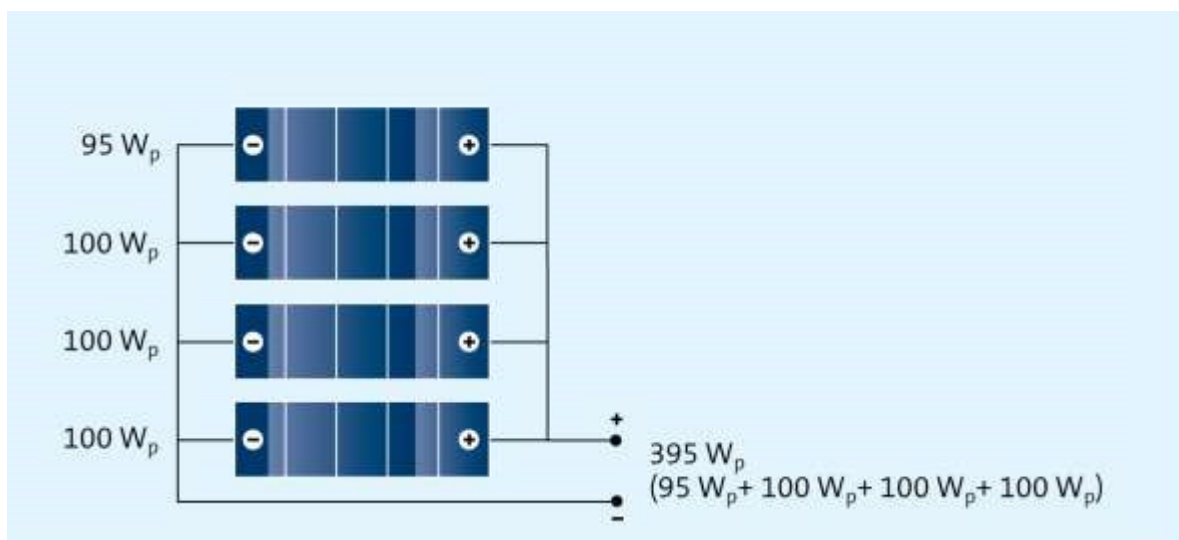
Weźmy napięcie modułu przy warunkach STC jako 21,0 V i połączmy 10 modułów w szereg, co da nam 210 V napięcia na szereg.

Jeśli napięcie w punkcie MPP przyjmujemy 17 V i znowu moduły będą połączone szeregowo, to uzyskamy napięcie w punkcie mocy maksymalnej równe 170 V na szereg. Są to proste obliczenia, mnożąc napięcie wyjściowe modułu przez liczbę modułów tworzących szereg. Moduły połączone w szereg nazywa się szeregami (stringami).

Konfiguracja pojedynczego szeregu (stringa): moduły połączone szeregowo



Konfiguracja wielu szeregów (stringów): moduły połączone w szeregi (stringi), a te równolegle



3.1.2 Natenie

Taki sam proces jak przed chwilą może być zastosowany do obliczenia całkowitego natenia wyjściowego generatora PV. Istnieje także dwie wartości wyjściowe, znowu w warunkach STC i w punkcie MPP. Jeżeli wartość w warunkach STC wynosi 8,25 A, to tę wartość pomnożymy przez liczbę szeregów w generatorze. Jeżeli są 2 szeregi po 10 modułów w każdym (całkowita liczba to 20 modułów), to przed zwarciowy I_{zw} obliczamy, mnożąc 8,25 razy 2, i to daje 16,5 A dla całego generatora. Znowu, można obliczyć wartość natenia wyjściowego w punkcie MPP. Jeżeli ta wartość wynosiłaby 16,5 A, to dałoby natenie wyjściowe w punkcie MPP dla całego generatora wielkość 33 A.

Te obliczenia mogą być przedstawione jak poniżej:

3.1.3 Charakterystyka generatora:

Napięcie przy otwartym obwodzie (szereg) - liczba modułów \times napięcie V_{oc} przy STC

Napięcie w punkcie mocy maksymalnej - liczba modułów \times UMP (napięcie przy mocy szczytowej)

Natenie zwarcia - liczba szeregów \times I_{sc} przy STC

Natenie w punkcie mocy maksymalnej - liczba szeregów \times IMP (natenie przy mocy szczytowej) $\text{moc szczytowa} = UMP \times IMP$

Wartości te używane są do określania wielkości i wymogów technicznych inwertera wymaganego przez system i przedstawimy to później w części 4.

Należy zachować szczególną ostrożność, kiedy wykonuje się połączenie ze źródłem trójfazowym, aby zapewnić równomierne obciążenie faz.

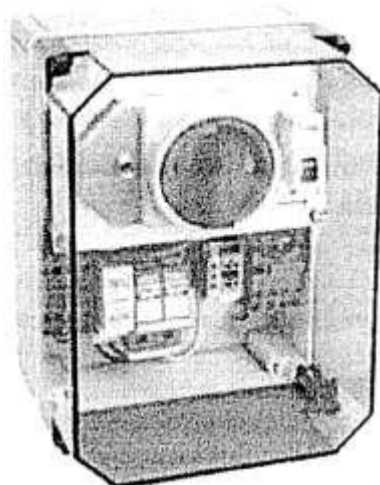
3.2 Przewody i podłączenia

Przed instalacją systemu PV, o ile to możliwe, powinno zostać wykonane i sprawdzone okablowanie. Pozwoli to na skuteczne odseparowanie układu DC podczas instalacji generatora.

Zwykle instalacja wymaga następującego wyposażenia:

- Rozdzielnica DC
- Przewody do styków $+$ i $-$ od odłącznika DC/skrzynki DC do generatora PV
- Przewody z odłącznika DC do inwertera

Przewody używane w układzie DC powinny zostać odpowiednio dobrane, aby upewnić się, że są odporne na warunki środowiskowe, odpowiednie do napięcia i natężenia, przy których będą pracować. Powinno się też uwzględnić efekty cieplne będące skutkiem przepływu prądu i światła słonecznego.



Poszczenia/styki/konwki tych przewodów również powinny zostać poddane ocenie parametrów. Odpowiednio dobrane wtyki i gniazda są zwykle dopasowane do modułów i szeregow tak, aby uprościć proces instalacji generatora PV. Specyficzne złączki DC - odpowiednie do podłączania pod napięciem - powinny zapewniać bardzo dobry ochron przed porażeniem. Pewne właśnie, na które należy zwracać uwagę to:

- Złączki DC muszą posiadać odpowiednie parametry zgodnie ze specyfikacją projektu.
- Złączki muszą mieć takie same lub większe specyfikacje napięcia i natężenia jak przewody, z którymi mają być połączone.
- Jeśli złączki mają być dostępne dla nieprzeszkolonego personelu, należy umieścić ostrzeżenie w pobliżu złącznika. Powinno ono brzmieć: "Ten złącznik nie powinien być rozłączany pod obciążeniem - wyłącz najpierw zasilanie AC inwertera." Te złączniki mogą zostać uszkodzone przez wyładowania łukowe, jeśli zostaną wyłączone pod obciążeniem.
- Złączki nie mogą i nie powinny być używane jako sposób elektrycznej izolacji DC.
- Złączki powinny być bezpieczne w dotyku

Wszystkie przewody i złączki muszą być zainstalowane zgodnie z odpowiednimi normami. Podczas rozważań co do połączenia kabli należy wziąć pod uwagę wysokie temperatury, które mogą zostać wytworzone przez generatory PV, a przewody leżące pod modułami PV powinny mieć wytrzymałość minimum 80 °C.

Przewody przechodzące przez dach i ściany powinny być zabezpieczone przed mechanicznym uszkodzeniem przez użycie zaprojektowanych do tego celu elementów dachowych, przewodów, otworów w dachówkach, a uszczelnianie ich za pomocą masy nie jest dopuszczalne.

Przewody zewnętrzne powinny być odporne na promieniowanie UV, wodoodporne, i jest rekomendowane, aby były elastyczne (wielofilarowe), aby umożliwić przemieszczanie generatora/modułów spowodowane przez wiatr i temperaturę. Aby zminimalizować ryzyko uszkodzenia, drogi przewodów powinny być krótkie na ile to możliwe. Kiedy wymagane jest połączenie długiego przewodu, dobrym praktycznym jest opisanie wzdłuż połączenia kabli DC informacja: "Niebezpieczeństwo, wysokie napięcie (w ciągu dnia) - przewód do generatora PV". Należy poinformować personel, który jest odpowiedzialny za konserwację budynku o ostatnich zmianach, jakie zostały wykonane.

Aby uniknąć indukowanych skoków napięcia, na przykład podczas wyładunku atmosferycznych, występujących w modułach PV, przewody modułów i związanie z nimi kable DC powinny poprowadzone razem (kabel do +, kabel do -), o ile to tylko możliwe. Jeśli tak zrobimy, to potencjalne utworzenie pętli (indukcyjnej) w instalacji jest zredukowane do minimum, co ogranicza wystąpienie indukowanego napięcia. Na obszarach, gdzie istnieje wysokie ryzyko uderzenia pioruna, zaleca się wykonanie indywidualnych osłon przewodów.

Należy również starannie rozważyć potencjalne wystąpienie zwarcia podczas prowadzenia dodatnich i ujemnych przewodów. Dlatego należy zapewnić odpowiednią ochronę, aby uniknąć mechanicznych uszkodzeń.

3.3 Diody i bezpieczniki

3.3.1 Bezpieczniki szeregowo

W większych instalacjach PV w celu zapobieżenia ryzyka pożaru przeciętych przewodów stosuje się diody i bezpieczniki. Zwyczajowo bezpieczniki te są zwane **bezpiecznikami szeregowymi**, kiedy są one podłączone do głównych przewodów szeregu generatora, zwykle są umieszczane w skrzynce przyłączeniowej DC. Bezpieczniki szeregowo stosuje się w generatorach, które są utworzone z czterech lub więcej szeregów, i powinny być dopasowane do obydwu dodatnich i ujemnych przewodów DC dla wszystkich szeregów. Bezpieczniki szeregowo powinny spełniać następujące wymagania:

- Bezpieczniki szeregow powinny posiada parametry odpowiednie do pracy w układzie DC przy wartościach występujących w momencie awarii.
- Bezpieczniki szeregow powinny posiada parametry: $V_{oc} (STC) \times \text{liczba modułów w szeregu} (M) \times 1,15$
- Bezpieczniki szeregow muszą mieć prąd zadziałania, który jest mniejszy niż $2 \times I_{sc} (STC)$, a zdolność przenoszenia natężenia prądu przewodu do szeregu wartość mniejszą
- Bezpieczniki szeregow można pominąć przy szeregu lub generatorze PV, jeżeli okablowanie układu jest zdolne przenosić/wytrzymać cięższe obciążenie rzędu $1,25 \times I_{sc} (STC)$ a dowolnym miejscu

Układy z trzema lub mniejszą liczbą szeregow w generatorze nie są w stanie wytworzyć wystarczających prądów (powodujących awarię/uszkodzenie) dających podstawy do użycia bezpiecznika szeregow. Stosuje się je jedynie, jeżeli przewody z szeregow szczególnie generator ze skrzynki przysięczeniowej nie spełniają wymagań dla takich natężeń prądów.

Należy zaznaczyć, że pominięcie bezpieczników szeregow w przypadku generatora składającego się z trzech lub mniej szeregow jest uzasadnione, jeżeli projektant systemu zweryfikował z producentem modułów, że są one w stanie przetrwać wsteczny prąd o wartości $2 \times 1,15 \times I_{sc} (STC)$.

3.3.2 Diody bocznikujące

Diody bocznikujące są również używane w układach zintegrowanych z siecią w celu zapobieżenia przepływu prądów wstecznych przez równolegle połączony moduł. Prądy wsteczne występują tam, gdzie szereg nie był w stanie wytworzyć napięcia (na skutek zacięcia albo zwarcia) i tym samym dostarcza prądu. Ze względu na to, że szeregi są połączone równolegle, to taka sytuacja umożliwia prądowi z innych szeregow przechodzić przez niego w przeciwnym kierunku. Ma to szkodliwy wpływ na moduły w tym szeregu i może spowodować ich awarię, jeżeli moduły nie są zaprojektowane tak, aby to wytrzyma. Diody bocznikujące są dopasowane do każdego szeregu w przypadku normalnego kierunku przepływu prądu, pozwalając w ten sposób przepłynąć przez szereg wypadkowym prądem szeregowym, Diody bocznikujące muszą spełnia następujące minimalne wymagania napięciowe:

- $2 \times V_{oc} (STC) \times \text{liczba modułów w szeregu}$

Istnieją jednak pewne wady związane ze stosowaniem diod bocznikujących.

? Ze względu na to, że diody są połączane szeregowo z szeregiem, to oznacza, że występuje na nich pewien spadek napięcia. Wynosi on w przybliżeniu około 0.7 V.

- Uszkodzone diody okazują się problematyczne w szeregach PV, które zostały zupełnie uszkodzone, ale uszkodzenie nie zostało wykryte przez pewien czas, dlatego zaleca się stosowanie zabezpieczeń nadprądowych każdej gałęzi.

W systemach PV zintegrowanych z siecią obecnie na ogół jest projektowanych bez diod. Standardowe moduły często są w stanie przetrwać bez uszkodzenia siedmiokrotnie wyższe prądy zwarcia.

Diody nie są wymagane, jeżeli wszystkie poniższe warunki są spełnione:

- Jeżeli używa się tylko modułów tego samego typu i mamy mniej niż 3 szeregi (stringi). Jeżeli spełniają one wymagania ochrony Klasy II.
- Jeżeli moduły posiadają certyfikat, który potwierdza, że są w stanie wytrzymać 50% nominalnego prądu zwarcia płynącego w kierunku przeciwnym do normalnego przepływu prądu.
- Jeżeli napięcie przy obwodzie otwartym nie różni się o więcej niż 5% pomiędzy poszczególnymi szeregami

bezpiecznik

dioda blokująca

3.4 Dobór parametrów komponentów DC

Wszystkie komponenty DC (przewody, wyłączniki, przełączniki, itd.) układu muszą posiadać odpowiednie parametry, które zostaną obliczone z uwzględnieniem maksymalnego napięcia i natężenia generatora PV. Należy uwzględnić napięcie i natężenie szeregowo/równolegle połączonych modułów tworzących generator PV, a także indywidualne charakterystyki wyjściowe modułów. Dwie wielkości, które należy rozważyć to V_{oc} i I_{sc} przy warunkach STC. Jak powiedziano wcześniej, warunki STC nie występują bardzo często (w Wielkiej Brytanii), ale wartości tych należy użyć w obliczeniach, ponieważ zawsze istnieje możliwość, że takie warunki mogą się pojawić i nasz układ musi być w stanie wtedy funkcjonować.

Istnieje wiele czynników, które mogą zostać dopasowane do warunków występujących w Wielkiej Brytanii w przypadku modułów mono- i polikrystalicznych.

Wszystkie komponenty DC muszą mieć parametry co najmniej:

Napicie: $V_{oc} \text{ STC} \times 1,15$ Natężenie: $I_{sc} \text{ STC} \times 1,25$

Kiedy wykorzystujemy moduły różnych typów, wszystkie komponenty DC powinny mieć minimalne parametry określone następująco:

Szczegółowe obliczenia dla najgorszego przypadku dla V_{oc} i I_{sc} . Te wartości powinny zostać obliczone dla danych producenta dla zakresu temperatur od -10 do 80 °C i poziomu promieniowania aż do 1250 W/m². Głównie przewody DC (od i do całego generatora) powinny mieć minimum następujące parametry:

Napicie: $V_{otw} \text{ STC} \times M \times 1,15$ (gdzie M jest liczbą szeregów połączonych modułów) Natężenie: I_{zw}

$\text{STC} \times N \times 1,25$ (gdzie N oznacza liczbę równoległe połączonych szeregów)

Przewody DC w szeregach powinny mieć parametry jak poniżej: Generator PV bez bezpieczników szeregowych:

Napicie: $V_{otw} \text{ STC} \times M \times 1,15$ (M liczba modułów połączonych w szeregu)

Natężenie: $I_{zw} \text{ STC} \times 1,25$

Generator PV bez bezpieczników szeregowych:

Napicie: $V_{oc} \text{ STC} \times M \times 1,15$ (gdzie M jest liczbą modułów połączonych w szeregu) Natężenie: $I_{sc} \text{ STC} \times (N-1) \times 1,25$ (gdzie N jest liczbą równoległe połączonych szeregów)

W przypadku gdy nie ma bezpieczników szeregowych, należy przy obliczeniach parametrów uwzględnić mnożnik (N-1). Z teorii wynika, że maksymalny prąd płynący przez przewód szeregowy, który spowodowałby uszkodzenie, wynosiłby $(N-1) \times I_{sc}$, gdzie N to liczba równoległe połączonych szeregów. Dla mniejszych systemów należy się upewnić, że przewody w szeregach posiadają parametry, które pozwalają bezpiecznie płynąć maksymalnemu prądowi powodującemu uszkodzenie. Taka metoda obliczeń opiera się na przeszacowaniu parametrów przewodów w taki sposób, że prąd powodujący uszkodzenie jest dopasowany i chociaż to nie spowoduje uniknięcia awarii, to jednak zapobiegnie ryzyku powstania pożaru z powodu przecięcia przewodów.

Przewody, które są poprowadzone pod generatorem PV powinny wytrzymać temperaturę minimum 80°C.

Okablowanie DC powinno także zostać wybrane tak, aby zminimalizować ryzyko doziemienia czy zwarcia. Można to osiągnąć poprzez następujące metody okablowania:

- Przewód jednożyłowy - podwójnie izolowany
- Przewód jednożyłowy prowadzony w odpowiednich rynnach/korytkach/listwach
- Przewód zbrojony SWA z osnową stalową - zwykle odpowiedni tylko dla głównego okablowania DC.

Wszystkie przewody powinny mieć dobrane rozmiary zapewniające spadek napięcia mniejszy niż 3% przy warunkach STC na odcinku pomiędzy generatorem PV a inwerterem. Wszystkie zewnętrzne kable powinny być odporne na działanie promieniowania UV, wodoodporne i gitkie.

3.5 Ocena parametrów komponentów AC

Przewody AC powinny posiadać odpowiednie parametry i być zainstalowane w zgodzie z odpowiednimi normami. Zasilanie AC z inwertera powinno być wprowadzone do gniazdka w odbiorniku z użyciem właściwego wyłącznika instalacyjnego (wyłącznik nadprądowy), który powinien zostać odpowiednio dobrany do typu i wyłączenia inwertera.

3.5.1 Rozłączniki generatora - rozłącznik AC i DC

Ze względu na naturę systemu PV, system należy wyposażać w rozłączniki AC i DC. Zapewniając one sposób ręcznego odseparowania elektrycznego całego generatora PV. Rozłączniki te są wymagane podczas instalacji systemu, a następnie przy pracach konserwacyjnych i serwisowych. Rozłączniki AC i DC powinny być umiejscowione w pobliżu inwertera.

W przypadku rozłączników DC należy przestrzegać:

- Rozłącznik DC musi być dwubiegunowy - aby elektrycznie odizolować zarówno przewody plus i minus generatora PV,
- Rozłącznik musi posiadać parametry do pracy w zakresie systemu DC.
- Dla odłączenia głównego systemu DC rekomendowany jest rozłącznik obciążenia.
- Jeśli nie wybierzemy rozłącznika obciążenia, to wybrany model powinien posiadać blokadę.
- Gdy blokada nie jest dostępna, i nie wybrano rozłącznika obciążenia, to ten fakt powinien być wyraźnie oznakowany: "Ten rozłącznik nie funkcjonuje pod obciążeniem - odłącz najpierw zasilanie zmiennoprądowe inwertera". Taka opcja nie jest preferowana.
- Rozłącznik DC musi posiadać parametry odpowiadające maksymalnym występującemu napięciu i natężeniu. Te powinny odpowiadać napięciu przy obwodzie otwartym w temperaturze -10 °C i natężeniu prądu zwarcia przy warunkach STC.

- Odłącznik DC powinien być oznakowany jako "Główny odłącznik generatora PV", z wyraźnie oznakowanymi pozycjami włączenia i odłączenia. Obudowy odłączników powinny również zawierać ostrzeżenie: "Niebezpieczeństwo, występuje napięcie w ciągu dnia." Wszystkie etykiety powinny być wyraźne, łatwo widoczne, dobrze umocowane.

Nie należy stosować odłączników AC o takich samych parametrach w miejscu odłączników DC. Odłączanie obwodów AC jest mniej wymagające ze względu na to, że wartość napięcia przechodzi przez punkt 0V wiele razy w ciągu sekundy.

Zaleca się przy wyborze odłącznika DC, aby wybrać typ odcinający obciążenie. Nawet nieodcinające obciążenia wyłączniki stanowią alternatywę. Nie mogą one jednak być przełączane bez uprzedniego wyłączenia inwertera za pomocą odłącznika AC. W pobliżu takiego odłącznika DC należy umieścić odpowiednią tabliczkę, aby zapewnić wykonanie takiej procedury. Uszkodzenie może być spowodowane przez przypadkowe wyłączenie podczas pracy pod obciążeniem i chociaż może to być niewidoczne, to może poważnie zmniejszyć wydajność i bezpieczeństwo użytkownika wyłącznika.



W przypadku odłączników AC należy przestrzegać:

Zgodnie z normą powinny się występować 2 odłączniki pomiędzy inwerterem a punktem podłączenia zasilania. Jeden powinien zostać zainstalowany w pobliżu inwertera, a drugi w pobliżu odbiornika energii. Jeżeli obydwa miałyby się znajdować w tym samym pomieszczeniu, wymagany jest tylko jeden.

- Odłączniki powinny odłączać wszystkie przewody pod napięciem i przewody neutralne (wielobiegunowe)

- Powinny mieć zrozumiałe oznaczenia pozycji WYŁĄCZONE i WŁĄCZONE oraz etykiet „System PV - wyłącznik awaryjny.”
- Odłącznik w pobliżu odbiornika energii powinien mieć możliwość blokady tylko w pozycji WYŁĄCZONE i powinien być łatwo dostępny. Oznacza to, że odłącznik NIE MOŻE mieć blokady w pozycji WŁĄCZONE.
- W punkcie zamontowania każdego odłącznika AC, sieć publiczna powinna się uważać za zagrożoną,

a instalację PV należy uznać za obciążenie.

Wymagania odnośnie odłączników AC są zgodne z odpowiednimi normami.



Skrzynki przyłączeniowe

Skrzynki przyłączeniowe DC mają zastosowanie w przypadku, gdy istnieje więcej niż jeden szereg (string). Skrzynka przyłączeniowa jest punktem, gdzie szeregi są łączone równolegle jeden z drugim. Jest to też punkt, w którym podłączają się bezpieczniki szeregowo (jeżeli się stosuje).

Skrzynki przyłączeniowe DC powinny zawierać:

- Skrzynki przyłączeniowe DC powinny być oznakowane jako „Skrzynka przyłączeniowa generatora PV” oraz także: „Niebezpieczeństwo! Zawiera elementy pod napięciem w ciągu dnia.” Wszystkie etykiety powinny być wyraźne, łatwo widoczne, dobrze umocowane i długotrwale.

- Rekomenduje się, aby istniały sposoby odłączania i odseparowania poszczególnych szeregów od generatora PV, które można bezpiecznie obsługiwać, gdy są one pod napięciem. Można to osiągnąć przez zastosowanie odpowiednich wymiennych zespołów bezpieczników wewnątrz skrzynki przyłączeniowej lub innych ruchomych łączników. Nie powinno się wykonywać takiego odłączania, jeżeli system jest pod obciążeniem.

Konstrukcja skrzynek przyłączeniowych DC również musi uwzględnia poziom oferowanej ochrony przed zwarciem. Rekomenduje się, że ochrona przed zwarciem będzie osiągnięta przez:

- Obudowy z materiałów będą wykonane całkowicie nieprzewodzącymi.
- Szyny montażowe dla biegunów + i - będą adekwatnie odseparowane/oddzielone przez zastosowanie odpowiednich płyt izolujących albo odseparowanie przez użycie osobnych skrzynek dla biegunów + i . Przewody i układ zacisków będą takie, aby zwarcie podczas instalacji lub prac serwisowych było wyjątkowo mało prawdopodobne.
- Gdy mają być podłączone do skrzynki przyłączeniowej tylko dwa szeregi - alternatywnie będą łącznikami szeregowymi. Jeden pokazany tutaj jest łącznikiem dla szeregów MC4, które po prostu podłączają się do szeregu, a potem pojedynczo do inwertera.

Bezpieczne odizolowanie

Wszystkie panele PV są pod napięciem od momentu wytworzenia i z tego powodu powinny być uznane jako faktycznie wytwarzające elektryczność przez cały czas. Normy stwierdzają, że "Osprzęt PV po stronie DC powinien być uznany za będący pod napięciem, nawet jeżeli system PV jest odłączony ze strony AC." Mając to na uwadze, przypisujemy zwiększoną wagę procesowi bezpiecznego odizolowania, pracy w warunkach pod napięciem zgodnie z przepisami BHP oraz podzieleniu procesu instalacji na etapy. Należy z tego powodu starannie przestrzegać sekwencjonowania procesu instalacji, gdyż zapewnia to, że podczas każdego etapu instalacji

instalatorzy nie będą wystawieni na działanie niebezpiecznych napięć DC. Na przykład, montowanie zacisków i podłączanie powinno być wykonywane przy wyłączonym napięciu, a sekwencjonowanie zadań zapewnia ochronę przed będącymi pod napięciem kłódkami DC i szeregami. Proces podziału na etapy musi być odzwierciedlony we wszelkiej dokumentacji oceny ryzyka.

Bezpieczne odizolowanie jest kluczowym procesem przy wykonywaniu każdej pracy związanej z elektrycznością i solarne systemy fotowoltaiczne nie są tu żadnym wyjątkiem. Ze względu na unikalną naturę wytwarzania



elektryczności, instalatorzy powinni mieć większą świadomość niebezpieczeństwa prac związanych z podłączaniem i konserwacją systemów PV. Systemy PV są nietypowe pod tym względem, że nie mogą zostać wyłączone, dlatego każde złącze pozostaje pod napięciem cały czas w ciągu dnia. Pamiętając o tym, bezpieczne odizolowanie powinno być stosowane cały czas, aby zapobiec porażeniu i poparzeniu przedem.

Dobłą praktyką jest instalowanie modułów/generatorów PV jako ostatnich elementów układu w celu redukcji ryzyka opisanego powyżej. Jeśli to nie jest możliwe, to przykrycie arkuszem i zaciemnienie generatora nie jest uznawane za bezpieczny sposób odizolowania. Powinno się zastosować poniższe informacje i procedury.

Należy użyć odłączników DC i AC odpowiednio dobranych do systemu PV a celu zapewnienia bezpiecznego odizolowania.

W celu odizolowania układu DC odłącznik DC, umieszczony w pobliżu inwertera, powinien być wyłączony (tylko jeśli ma możliwość odcięcia obciążenia) w celu odcięcia zasilania DC, które jest podpięte do inwertera. W większości wypadków, odłącznik DC nie ma funkcji zablokowania go w pozycji wyłączonej, więc musimy mieć zdejmowalną dywignię, którą można przechowywać w osobnym miejscu (zamykanej skrzynce), która powinna być dostępna od osoby wy-

koniecznej odizolowanie. W celu odłączenia układu 'AC odłącznik AC, umieszczony w pobliżu odbiornika energii, powinien być wyszczon. Odłącznik AC powinien być zablokowany w pozycji wyszczon przy użyciu odpowiedniej blokady.

Powinno się wyeksponować informacje ostrzegawcze we wszystkich miejscach gdzie można dokonać odizolowania, dostarczając informacji o osobie, która wykona odizolowanie i jak się z nią skontaktować.

W miejscach gdzie jest wykonywana praca związana z instalacją, należy stosować zestaw odpowiednich przyrządów albo dwustanowe wskaźniki napięcia. Kiedy wskaźniki pokazują, że napięcie systemu AC jest wyszczone, następująca przeprowadzi następujące procedury:

- Wskaźniki napięcia powinny być sprawdzone na znanym testowym źródle pod napięciem.
- Sprawdź napięcie pomiędzy stykami:

uziemiającym i fazowym, neutralnym i fazowym, uziemiającym i neutralnym. . Ponownie należy sprawdzić wskaźniki napięcia na znanym testowym źródle pod napięciem. Aby przetestować nie być pod napięciem czy DC układu, należy przeprowadzić następujące procedury:

Wskaźniki napięcia powinny być sprawdzone na znanym testowym źródle pod napięciem.

? Sprawdź napięcie między stykami:

uziemiającym i plusem, minusem i plusem, uziemiającym i minusem.

Ponownie sprawdzić wskaźniki napięcia na testowym źródle pod napięciem.

4 Moduł 4. Montaż systemu PV

4.1 Podstawowe zasady projektowania

Przed rozpoczęciem projektowania solarnego generatora fotowoltaicznej, należy zbierać charakterystyki budynku w celu określenia, jaki będzie w tym miejscu odpowiedni system PV, Należy uwzględnić:

- Czy budynek posiada odpowiednią konstrukcję dachu/fasady, która jest w stanie wytrzymać obciążenie generatora PV? Rekomenduje się przeprowadzenie badania zdolności nośnej konstrukcji przed wykonaniem prac projektowych.
- Czy budynek posiada odpowiednio dużo miejsca na dachu/fasadzie o odpowiednim nachyleniu (zwykle między 30 a 40 stopni), aby była możliwa instalacja generatora PV?

Jest to istotny aspekt wymaganych informacji związanych z instalacją, ponieważ to decyduje czy instalacja PV będzie efektywna pod względem kosztów dla klienta i bezpośrednio wpływa na liczbę modułów/parametry napromieniania słonecznego, które determinują wartość wyjściową generatora.

- Czy budynek posiada dach/fasad skierowaną ku południowi, do której będzie można zamontować generator PV? Jeżeli budynek nie ma takiego dachu/takiej fasady, to spowoduje, że niedostateczna ilość promieniowania słonecznego, na które jest wystawiony generator, zredukuje parametry/na wyjściu generatora.
- Jakie materiały zostaną użyte do zbudowania budynku i czy solarny generator PV może być w odpowiedni sposób przymocowany do tych materiałów? Jeżeli, na przykład, pochylony dach ma więźbę dachową, to w tej sytuacji jest możliwe zamontowanie haków i systemu uchwytnego, podczas gdy inny system - np. posiadający płaski betonowy dach - wymagałby zastosowania pomocniczej konstrukcji ramowej. Mogą wystąpić również pewne okoliczności, w których gdy generatora PV nie można zamontować.

4.2 Planowanie instalacji

Rozpoczęcie planowania pracy w zaciszu domowym albo za biurkiem, zanim przyjdzie się na miejsce, może okazać się pożyteczną aktywnością. Opierając się na informacjach z inspekcji o miejscu instalacji i specyfikacji systemu, powinniśmy być w stanie wykonać następujące rozplanowanie zasobów:

- Określić harmonogram prac instalacji (włączając poszczególne zadania).
- Sporządzić list wszystkich części: tych, które są dostępne i tych, które trzeba jeszcze zdobyć; sprawdzić czy dostarczony sprzęt jest kompletny i nieuszkodzony.
- Sporządzić list dokumentacji, narzędzi i wyposażenia włączając sprzęt do zapewnienia bezpieczeństwa i podestę/rusztowania wymagane do konkretnej pracy. Określić, jakie umiejętności, ile ludzi, ile godzin prawdopodobnie będziesz potrzebować. Zaplanuj harmonogramy pracy.
- Sporządzić list wszystkich wstępnych prac, które trzeba wykonać

4.3 Podsumowanie sekwencjonowania zada na miejscu instalacji

Część okablowanie PV powinno być, o ile to możliwe, ukoczone przed montażem generatora PV.

Umożliwi to skuteczne odizolowanie elektryczne układu DC) dzięki odłącznikowi DC i wtykom modułu PV) podczas instalacji generatora, i efektywne elektryczne odizolowanie generatora PV podczas montażu inwertera. Zwykle wymaga to montażu:

- Odłącznik DC i rozdzielnic DC
- Przewodów plus i minus - z odłącznika DC/skrzynki przyłączeniowej do obydwu kół generatora/szeregu PV
- Głównych przewodów generatora PV od odłącznika DC do inwertera.

Czynności te powinny być wykonane w taki sposób, aby nigdy nie było konieczne, by instalator nie musiał pracować w niebezpiecznej sytuacji, w której jednocześnie byłoby dostępne napięcie plus i minus szeregu PV, które są pod napięciem. Podczas gdy instalator będzie zajmował się - podczas kolejnych etapów instalacji - przewodami pod napięciem, nie będzie możliwości porażenia prądem z częściowo zainstalowanego szeregu PV, ponieważ obwód jest przerwany na odłączniku DC. Maksymalne napięcie powodujące porażenie elektryczne, które występuje w układzie, jest napięciem pojedynczego modułu PV. W przypadkach, gdy nie ma możliwości wcześniejszego zainstalowania odłącznika DC (np. nowy projekt, gdzie generator PV jest instalowany zanim ukoczy się pomieszczenie), kable/wtyki przewodów powinny być tymczasowo umieszczone w skrzynce izolacyjnej i odpowiednio oznaczone.

4.3.1 Roboty na dachu

Aby do minimum ograniczyć zakłócenia w funkcjonowaniu gospodarstwa domowego, i zredukować możliwe opóźnienia związane z niekorzystną pogodą, wszystkie prace zewnętrzne włączając dostęp do dachu i roboty dachowe powinny być wykonane w pierwszej kolejności. Może to sprawić problemy w przypadku, gdy generator PV jest pod napięciem i wytwarza energię elektryczną. W tej sytuacji powinien zostać on przechowany w opakowaniu na posesji z okablowaniem DC gotowym do podłączenia, gdy tylko zostanie ukoczona pozostała część instalacji. Jeśli to nie byłoby praktyczne, to prace na dachu i instalacja generatora powinna być ostatnim zadaniem do wykonania.

4.3.2 Roboty wewnątrz

Roboty wewnątrz zwykle mogą być wykonywane w tym samym czasie co prace na dachu, jeżeli na to pozwalają tylko względy bezpieczeństwa. Może się zdarzyć, że pogoda może czasem zmusić do wykonania w pierwszej kolejności robót wewnątrz budynku.

Zwykle to inwerter, odłączniki DC i AC oraz licznik energii są instalowane jako pierwsze, a potem kładzie się przewody połączeniowe między nimi.

4.3.3 Potrzebne narzędzia

Cały elektryczny sprzęt w miejscu instalacji powinien działać przy napięciu poniżej 36V DC dzięki transformatorowi sieciowemu albo generatorowi zasilania. Nie należy używać sprzętu elektrycznego w przypadku występowania wilgoci. Wszystkie bezprzewodowe urządzenia elektryczne powinny być objęte testem potwierdzającym możliwość pracy na zewnątrz.

4.3.4 Lista potrzebnych narzędzi:

- drabina ze stopniami
- drabina 3 x 3,5m - po rozłożeniu 7,2m
- drabina dachowa 4,3m - po rozłożeniu 7,6m
- drabina dachowa 2,9m - po rozłożeniu 4,6m
- uprzęś + 1,5 linka
- zacisk ręczny
- lina (10-12 mm gruba x 30m długość)
- zabezpieczenie liny, które można przymocować do dachu, chroniąca linę przy krawędzi dachu
- pas narzędziowy
- niekieralny pisak
- kreda (do zaznaczania)
- podkładka do kłeczenia (około 1,2m x 0,5m)
- arkusze przeciwpływowe (około 20m)

- tałma miernicza (5m)
- pistolet do pianki uszczelniającej
- klucze oczkowe 10,13,17, 19mm
- klucz nastawny 12" (do 34mm)
- klucz nasadowy 10,13, 17,19 mm
- łubokrty
- nożyk + ostrza
- piśka do drewna
- szczotka druczana
- przenośna poziomica
- pitka do metalu (300mm + brzeszczoty)
- młotek ciesielski
- 4,5śzlifierka z tarczami do ciecicia (dachwek)
- wiertarka
- uszczelniaacz silikonowy . tałma izolacyjna w rnych kolorach do zazna-
czania przewodw fazowych i neutralnych
- nożyce do przewodw
- szczypce
- miernik do wykonywania pomiarw
- przewody AC i DC zaciskarka
- lampy
- porczna latarka
- termometr cyfrowy
- kompas o pśaskiej krawdzi lub GPS
- kombinezon

- maska przeciwpyłowa
- buty ochronne
- rękawiczki z izolacją odporne na działanie czynników chemicznych
- kask
- kurtki przeciwdeszczowe
- chustki i szmaty
- zestaw do pierwszej pomocy

Przez cały czas instalacji wymagana jest obecność co najmniej 2 kompetentnych osób. Wszystkie stosowane materiały powinny być używane zgodnie z instrukcją producenta.

4.3.5 Droga na miejsce montażu i powrót

Przed wyruszeniem przeprowadź ocenę ryzyka związanego z pogodą. Ładując samochód, zanotuj wszystkie stosowne numery seryjne urządzeń. Jeśli droga na miejsce instalacji jest długa, to rozważ: bezpieczeństwo, zmęczenie, przerwy podczas transportu, wszystkie towary i urządzenia powinny być bezpiecznie składowane w pojazdach w celu minimalizacji możliwości uszkodzenia albo kradzieży.

4.3.6 Przybycie na miejsce

Sprawdź czy wszystkie towary i urządzenia są nieuszkodzone

- Zabezpiecz samochód
- Na początku przedstaw się klientowi, przywitaj się, i powiedz, że dokonasz ponownej oceny miejsca instalacji, i że planujesz się z nim spotkać ponownie, zanim rozpoczniesz pracę
- Dokonaj ponownej oceny ryzyka związanego z warunkami pogodowymi, odświadczyć prace na dachu, jeśli miałyby być niebezpieczne
- Oceń warunki w miejscu instalacji, zwracając uwagę na wszystkie aspekty, w szczególności zdrowie i bezpieczeństwo
- Oceń stan dachu i szczegółowo go sfotografuj, uwiadom klienta o uszkodzeniach takich jak pęknięte dachówki - zanim rozpoczniesz pracę

- Sprawdź wykonalność instalacji i dokładność wszystkich wcześniejszych *przeglądów / pomiarów / planów* włączając zaproponowany sposób podniesienia paneli, ułożenie i orientację używając kompasu z korektą dewiacji magnetycznej
- Sprawdź warunki wewnątrz budynku, aby określić czy poddasze jest bezpieczne i wolne od przeszkód
- Sprawdź wszystkie zamierzone miejsca pośłoneń przewodów oraz przeszkody i trudności, jakie mogą się pojawić
- Dokonaj krytycznej oceny rusztowania/podestw umożliwiających dostęp do dachu (jeśli zostaną dostarczone)
- Jeśli warunki atmosferyczne w miejscu instalacji są odpowiednie w ciągu dnia, krótko poinformuj mieszkańców, co i kiedy będzie wykonywane, określając przewidywany czas oraz przekazać informacje dotyczące implikacji tych robót dla bezpieczeństwa i zdrowia mieszkańców

4.3.7 Rusztowanie

Jest istotne, aby miejsce gdzie odbywa się praca nie spowodowało upadku z wysokości większej niż 2m. Implikacją tego jest, aby szerokość jakiegokolwiek rusztowania zwykle rozciąga się znacznie więcej niż szerokość jakiegokolwiek generatora PV. Najbardziej bezpieczne, ale też najbardziej czasochłonne rusztowania do zbudowania, to tradycyjne stalowe rusztowania warszawskie. Na rynku są również dostępne specjalistyczne, przenośne, lekkie rusztowania aluminiowe.

4.3.8 Prace na dachu

Wymagane kompetencje muszą obejmować bezpieczną pracę na wysokości i szkolenia na dachu. Potrzebne są dwie osoby. Potwierdź z klientem lokalizację generatora. Zdecyduj dokładnie, w którym miejscu na dachu zostanie zamontowana instalacja. Jeśli jest to konieczne, wykonaj potrzebne otwory w uchwytych dachowych jeszcze przed wejściem na dach.

4.3.9 Mocowanie generatora do krokwi

Sprawdź czy krokwie są wystarczająco mocne. Jeśli nie jesteś pewien, poproś inżyniera budowlanego, aby wykonał dla Ciebie obliczenia. Na ogół jeśli krokiew ma być podparciem dla generatora PV, powinna mieć powierzchnię przekroju poprzecznego przynajmniej 7500 mm². Jeśli ładna krokiew nie

spełnia tego wymagania, to wtedy albo dodaj prostopadszą belkę pomiędzy dwiema krokiewiami, albo wzmocnij krokiew tak, aby spełniała to wymaganie.

Aby zapobiec ryzyku uszkodzenia konstrukcji dachu na skutek pęknięcia krokwi, wąskie krokwie powinny być wzmocnione. Alternatywnie należy zamocować pomiędzy krokiewiami rozpory grubości co najmniej 100 mm, używając wsporników albo mocnych łańcuchów do przytwierdzenia ich do krokwi. Zanim zostanie przytwierdzona rozpora należy w dachu wywiercić otwór zewnętrzny, a następnie dopasować do niego rozpor (czyli, do której potrzebne są dwie osoby).

Podczas oceny pokryć dachowych, należy ustawić wytyczne, kiedy wymagane roboty dachowe możemy wykonać we własnym zakresie, a kiedy są poza kompetencjami instalatorów i wtedy najlepiej jest je zostawić dekarzom.

Łupki (rodzaj kamiennej dachówki) powinny być ułożone jak wtyłki ceglane, zachodzi na siebie na podwójną zakładkę, aby uniknąć wnikania wody. Są cięższe (jeśli bierzemy pod uwagę ciar przypadający na metr kwadratowy) niż zwykłe dachówki. Łupki nie posiadają występow uśatwiających pozycjonowanie na spodniej stronie, więc każdy łupek musi być dopasowany indywidualnie i przymocowany do posąci dachowej. Z tego powodu wykonanie pokrycia dachowego z łupków jest bardziej czasochłonne niż z dachwek. Łupki są zwykle odpowiednie na dachy skośne o nachyleniu 23 stopnie lub więcej. Większe łupki mogą zostać zastosowane nawet dla mniejszych nachyleń.

Alternatywami dla łupków naturalnych są łupki wykonane ze sztucznych materiałów. Niektóre są cięższe, a większą masą.

Dachówki na piro i wpust są zazwyczaj wykonane z betonu. Posiadają profil, który umożliwia dachwkom zachodzenie jedna na drugą, dając lepszą ochronę przed wnikaniem wody. Ich typowy rozmiar to 380mm x 230mm, a efektywna szerokość to 200mm (tj. 30mm na zakładkę). Zwykle są układane liniami prostymi w granie dachu na pojedynczą zakładkę. Są cięższe (jeśli brać pod uwagę ciar przypadający na metr kwadratowy) niż łupki, ale cięższe niż zwykłe dachówki. Występy na spodniej stronie uśatwiające pozycjonowanie są wykorzystywane do przytwierdzania ich do posąci dachowej. Są odpowiednie na dachy skośne o nachyleniu 23 stopnie lub więcej.

Zwykłe dachówki były tradycyjnie wytwarzane z gliny, ale obecnie robi się je z betonu i mają zazwyczaj wymiary około 265mm x 165mm. Muszą być układane jak wtyłki ceglane na podwójną zakładkę, aby uniknąć wnikania wody po bokach. Ze względu na podwójną zakładkę, są cięższe zarówno niż łupki, jak i dachówki na piro i wpust. Występy uśatwiające pozycjonowanie są wykorzystywane do mocowania ich do posąci dachowej. Są odpowiednie na dachy skośne o nachyleniu 35 stopni lub więcej.

Jeśli chodzi o sposób montażu, dachówka holenderska jest na ogół prze-

znaczona do układania na jedną zakładkę i mocuje się już jedynie na grzbiecie, kalenicy i okapach oraz wokół otworów dachowych. Umożliwia ona łatwy montaż uchwyty dachowych, ponieważ mogą one zostać wpuszczone pod dachówki znajdujące się powyżej lub ostrożnie usunąć. Rzędy podniesionych dachówek mogą zostać użyte do tego, aby dekarze mogli przebiec dach, o ile uważają, aby nie uszkodzić znajdujących się pod spodem izolacji. Jednak, szpaki układane na podwójną zakładkę są trudniejsze w montażu, ponieważ są one wszystkie przytwierdzane na dachu i tworzą bardziej delikatne pokrycie dachowe, które może ulec pęknięciu, gdy chodzi się po nim, szczególnie w przypadku szpaki naturalnych, które zwietrzały na starym dachu.

Izolacja/papa jest materiałem znajdującym się pomiędzy spodem szpaki/dachówek a szkieletem konstrukcji dachu zapewniającym dodatkową ochronę i barierę wodoodporną. Tradycyjnie jest wykonana z warstwy bitumicznej osadzonej na silnej tkaninie osnowie. Osnowa jest podatna na pęknięcie na skutek starzenia się i na gnienie, w miejscach gdzie jest wystawiona na działanie promieni słonecznych. Nowoczesne alternatywy są na ogół lepsze i wytrzymalsze.

Dachy płaskie są normalnie pokryte systemem dwóch lub trzech warstw papy - na gorzco, przy użyciu spoiwa palnika. Zamiast tradycyjnej papy asfaltowej można użyć innych materiałów np. bazujących na polimerach oferujących lepsze parametry. Wierzchnią powierzchnię można pokryć zapobiegającym pęknięciu posypką albo pomalować warstwę odbijającą promieniowanie słoneczne. Każde naruszenie chociaż jednej z trzech warstw musi być na nowo uszczelnione, aby utrzymać wodoodporność.

4.3.10 Sekwencja prac na dachu

Całe okablowanie DC powinno być ukonieczone przed montażem solarnego generatora PV. Umożliwi to skuteczne elektryczne odseparowanie układu DC (dzięki odłącznikowi DC i szeregkom przewodów modułu PV) podczas montażu generatora oraz skuteczne odseparowanie generatora podczas instalacji inwertera. Typowa sekwencja prac to montaż:

- odłącznika DC i rozdzielnic DC
- przewodów plus i minus szeregu/generatora - od odłącznika DC/skrzynki przyłączeniowej do kable szeregu/generatora
- głównych przewodów generatora od odłącznika DC do inwertera

Prace powinny być wykonywane w taki sposób, aby instalator nigdy nie musiał pracować w sytuacji, w której jednocześnie byłyby dostępne oba pod napięciem cztery + i - szeregu (stringa).

W czasie gdy instalator będzie podłączał kolejne moduły, ponieważ układ jest przerywany w punkcie zamontowania odłącznika DC, to nie będzie możliwe porażenie prądem płynącym z częściowo zainstalowanego szeregu. Maksymalne napięcie (powodujące porażenie elektryczne), które może wystąpić w obwodzie, jest takie, jak napięcie pojedynczego modułu. Tam gdzie nie jest możliwe wcześniejsze zainstalowanie odłącznika DC (np. w przypadku instalacji generatora PV przed ukoczeniem rozdzielni/tablicy rozdzielczej), należy tymczasowo zaizolować końce przewodów i umieścić w odpowiednio opisanej skrzynce.

4.4 Struktury dachowe

Roboty wymagane na dachu są ważną częścią procesu instalacji, chociaż na ogół elektrycy są z nich niezaznajomieni. Jest kilka aspektów tych robót, z którymi należy się zapoznać:

- terminologia
- wiedza o robotach dachowych (podnoszenie i wymiana dachówek, przywrócenie szczelności poszycia)

4.4.1 Terminologia

W celu zrozumienia jak działa system mocowania generatora PV, musimy najpierw zrozumieć, jakie są struktury dachów i jaka jest terminologia używana do opisu pewnych części tej struktury.

Dach spadowy (skłonny) - ten termin używany jest do opisu pochylonego dachu. Spadek jest to kąt, jaki powierzchnia dachu tworzy z poziomem.

Krawędź narożna - zewnętrzna pochylona krawędź, która łączy dwa spadki

Dach czterospadowy - Dach czterospadowy, zwany również dachem czteropołaciowym lub brogowym - dach o dwóch przeciwległych połaciach podłużnych w kształcie trapezu i dwóch przeciwległych połaciach bocznych w kształcie trójkąta. W przeciwieństwie do dachu dwuspadowego - w dachu czterospadowym nie występują trójkątne łiczby zwane szczytami. Odmiana dachu czterospadowego bez kalenicy, gdzie dach składa się z czterech trójkątnych połaci, zwana jest dachem namiotowym dach, którego wszystkie części są nachylone. Na takim dachu nie ma szczytowych zakosów. Dach czterospadowy ma więcej spadów niż dach dwuspadowy. Oznacza to, że jest większa szansa na to, że taki dach będzie miał powierzchnię skierowaną w stronę południową, jednak spadki na kocy budynku (spadki narożne) mogą być mniejsze i będzie mniej prawdopodobne, że będą miały kształt prostokąta. Może to sprawić, że będzie trudno dopasować tam generator PV.

Ńciana szczytowa - trjkżtna sekcja lJciany na kocu budynku, ktra podtrzymuje dwie nachylone czci dachu. Krokiew - ukoIJna belka, najczciej drewniana w wiżzarach dachowych oparta na belce wiżzarowej lub namurnicy, wzmacniana czsto jtkż lub podpierana platwiż. Na niej, za poIJrednictwem lat opiera si pokrycie dachowe.

čaty - drewniane listwy drewna, do ktrych mocuje si dachwki.

Kontršaty - cienkie drewniane listwy mocowane pionowo na izolacji/papie, przytwierdzone do krokwi, taty przymocowane sz poziomo do grnej powierzchni kontršat, a nastpnie dachwki lub šupki sz przymocowane do šat. W przypadku systemw zintegrowanych z dachem taki sposb montaŁu umoŁliwia cyrkulacj wikszej iloIJci powietrza pomidzy modušami a izolacj/papż. Taki sposb zaleca si tak dla systemw zintegrowanych, gdyŁ sprawia to, Łe modušy sz chşodniejsze, a to zwiksza moc wyjIJciowż generatora PV.

Dachy sz na og klasyfikowane wedşug ich nachylenia:

- pşaskie - mniejsze niŁ 5 stopni
- lekko nachylone - w granicach 5-22 stopni
- nachylone - w zakresie 22-45 stopni
- strome - powyŁej 45 stopni

WikszoIJ instalowanych systemw PV znajduje si na budynkach. Modušy zintegrowane i niezintegrowane posiadajż rne wymagania, jeIJli chodzi o montaŁ, wentylacj, odpornoIJ na warunki atmosferyczne.

Kiedy mamy do czynienia z dachem nachylonym, to warstwa wierzchnia takiego dachu jest zasadniczo inna niŁ pşaskiego.

4.4.2 Dachy nachylone/skoIJne

Na dachu nachylonym, warstwa powierzchniowa stanowi pokrycie dachu, skşadajżce si z dachwek lub kafl. Te sz uşŁone w poprzek kierunku przepşywu wody deszczowej i wymagajż z tego wzgldu pewnego minimalnego nachylenia dachu.

W przypadku struktury dachowej konieczne jest w podczas montaŁu systemu PV zachowanie funkcji ochrony przed wodż. PoniŁej znajdujż si pewne pozycje do rozwaŁenia:

- řadne drewniane belki nie powinny zosta odkryte
- Nie wolno poşama dachwek albo pozostawi miejsc, ktre zostay nimi pokryte

- Należy zastosować stosowne opierzenia/obróbki na brzegach pokrycia dachowego (np. na krawdzi systemu PV zintegrowanego z dachem albo w miejscach gdzie zostaną usunięte dachówki w celu zamontowania ramy dla systemów niezintegrowanych z dachem)

Wszystkie dachy, niezależnie czy system PV jest zainstalowany, czy nie, muszą posiadać odpowiednio wentylowane obszary, aby spełnić odpowiednie normy budowlane. Ta funkcja często uzyskuje się dzięki dachówkom wentylacyjnym albo dachowym otworom wentylacyjnym. Ważne jest, aby funkcjonowanie tych metod wentylacji nie zostało zakłócone przez instalację PV. Możliwe jest np. przemieszczenie dachówek wentylacyjnych w inne części dachu. Alternatywnie, generator PV może być tak umiejscowiony, aby uniknąć dodatkowego montażu dachówek instalacyjnych. W pewnych przypadkach, dachowe otwory wentylacyjne mogą znajdować się na okapach,

Krokwie mogą również być zbyt wąskie, aby wkręcić w nie śruby ramy montażowej, dlatego w razie potrzeby powinno się dopasować rozporę w celu zapewnienia prawidłowego mocowania.

Projekt strukturalny i zintegrowanie z dachem powinny zostać ocenione, zanim rozpocznie się instalacja.

4.4.3 Dachy płaskie

Pokrycie dachów płaskich jest uszczelnieniem dachu. Na całej jego powierzchni znajduje się nie przepuszczająca wody warstwa, która może być wykonana z papy bitumicznej, plastikowych płyt, itp. Rodzaje tych uszczelnień są absolutnie istotne dla dachów o nachyleniu mniejszym niż 5 stopni.

Zanim rozpocznie się prace instalacyjne powinna zostać wykonana ocena projektu strukturalnego dachu.

4.4.4 Mocowanie modułów

Moduły/generatory PV mogą zostać montowane prawie w każdym miejscu na zewnątrz budynku. Należy rozważyć następujące punkty przy wyborze miejsca mocowania;

- Dachy spadowe (systemy zintegrowane i niezintegrowane)
- Dachy płaskie (systemy zintegrowane i niezintegrowane)
- Fasady (systemy zintegrowane i niezintegrowane)

Każdy rodzaj ma swój unikalny system mocowania i należy to rozważyć i sprawdzić czy dany system jest odpowiedni dla zamierzonego celu.

4.4.5 Systemy niezintegrowane z budynkiem

W przypadku zastosowania takiego systemu generator PV jest przymocowany do struktury dachu znajdującej się pod pokryciem dachowym (płytki, kafle), a układ przewodnic jest przyczepiony do mocowania dachowego. Moduły są umocowane do systemu przewodnic za pomocą specjalnych uchwytów. Należy wyznaczyć bezpieczne punkty mocowania, aby umożliwić zbudowanie konstrukcji wspierających, które będą wspierały moduły PV, a punkty mocowania w dachu powinny zostać odpowiednio uszczelnione.

Konstrukcje wspierające muszą być w stanie wytrzymać działanie sił, jakie będą występować w trakcie eksploatacji i być w stanie przenosić te siły na strukturę dachu, w tym samym czasie wspierać się na pokryciu dachowym.

W przypadku, gdy mamy do czynienia z systemami niezintegrowanymi, na zainstalowane moduły działają pewne czynniki skierowane przeciw sobie. Czynniki dociskające konstrukcję są rezultatem obciążenia śniegiem, wpywaniem ciśnienia wiatru, a także indywidualną wagą modułów i struktury pomocniczej. Czynniki wyrzucające konstrukcję pochodzą głównie z cięższego wpywu wiatru, który może podwiewać moduły i działać na nie jak na łagłe słupki. W celu zminimalizowania tych sił należy rozważyć następujące rzeczy:

Przebieg między powierzchnią modułów a pokryciem dachu powinien być jak najmniejszy, aby nie wpłynęło ujemnie na skuteczność wentylacji generatora.

- Moduły nie powinny wystawać poza pionową i poziomą linię budynku. Dystans pomiędzy generatorem a krawędzią dachu powinna być przynajmniej 5 razy większa niż odległość generatora od powierzchni dachu. Np. jeżeli generator jest montowany 30mm nad pokryciem dachu, odległość od krawędzi dachu powinna wynosić 150mm.
- Moduły powinny być zamocowane tak, aby ich powierzchnia była pod takim samym kątem co spadek dachu.

Wszystkie odstępy między modułami powinny być takie same i być niewielkie (około 10mm), aby zminimalizować ciśnienie, jakie tworzy się za generatorem. Takie przyczyni się to do zredukowania gwizdów/wisztw spowodowanych przez wiatr w czasie wietrznej pogody.

4.4.6 Uchwyty dachowe

Wybór uchwytów głównie zależy od typu istniejącego pokrycia dachowego. Istnieją rozwiązania, które są zależne bądź niezależne od rodzaju krokwi. Mocowania niezależne od krokwi, które mocuje się do posadzki dachowych, oferują

większą elastycznością, jeżeli chodzi o miejsce mocowania. Jednak nie mają one takiej zdolności wytrzymywania większych obciążeń jak mocowania zależne od rodzaju dachu. Omówimy mocowania zależne od rodzaju krokwi.

Mocowania zależne od krokwi zwykle występują w postaci haków dachowych i występują w różnych rozmiarach i kształtach zależnie od istniejącego pokrycia dachowego.

Prowadnice

Prowadnice, które są mocowane do uchwyty dachowych, utrzymują moduły PV. Powszechna konfiguracja to ustawienie poziome (dwie prowadnice dla każdego rzędu), w poprzek powierzchni dachu, a moduły są zorientowane pionowo (jak portret). Odległość między prowadnicami zależy od dostępnych miejsc, do których można przymocować uchwyty dachowe, jeżeli potrzeba, prowadnice mogą zostać zamontowane pionowo z modułami zorientowanymi horyzontalnie.

Klamry mocujące są zwykle przystosowane do systemu prowadnic. Dwustronna środkowa klamra jest zwykle stosowana pomiędzy dwoma modułami, a klamra pojedyncza na koczach każdego rzędu. Utrzymują one moduły w miejscu za pomocą śrub montażowych, które wchodzić we wpusty w prowadnicach. Długość śrub czy wysokość klamry są dobrane do głębokości obramowania modułu.

Faktyczne systemy mocowania na dachu są zwykle podobne do siebie niezależnie od wytwórcy, jednak istnieją pewne różnice, więc należy zwrócić uwagę w instrukcji, czy specyficzny typ systemu jest odpowiedni dla konkretnego dachu.

Komponenty systemu pokazane tutaj są dość powszechne z różnicami czy używa się zasuwek czy śrub imbusowych.

Wentylacja modułów

W celu prawidłowego chłodzenia generatora należy zapewnić wystarczającą wentylację (typowo wystarcza odstęp minimum 25mm pod spodem). W przypadku systemów zintegrowanych można to uzyskać przez zapewnienie odpowiedniej przestrzeni wentylacyjnej pod modułami. Na konwencjonalnym dachu skośnym, wentylacja wzniki pod posadzi dachu zapewniona jest dzięki zastosowaniu kontrłat ułożonych na warstwie uszczelniającej oraz przez instalację okapów i wentylację kalenic.

Wentylacja inwertera

Inwertery nagrzewają się i należy dla nich zapewnić wystarczającą wentylację. Należy przestrzegać wartości przebiegów zalecanych przez producenta (np. od radiatora). Nieprzestrzeganie tych parametrów może spowodować zmniejszenie wydajności inwertera, gdy będzie on pracował z mniejszą sprawnością, gdy osiągnie swoją maksymalną temperaturę. Taka sytuacja powinna być opisana w instrukcji obsługi inwertera i może być oznaczona odpo-

wiedni \acute{e} etykiet \acute{z} "Nie blokowa wentylacji".

Systemy nad \acute{z} łane - trackery

Uk \acute{s} ad nad \acute{z} łny jest u \acute{y} wany do I \acute{l} edzenia drogi s \acute{s} oca - dziennej albo rocznej. Stosuj \acute{c} takie uk \acute{s} ady, pozyskuje si \acute{e} dodatkow \acute{z} energii w por \acute{w} nianiu z powierzchnią horyzontaln \acute{a} - 50% w lecie i a \acute{l} 300% w zimie.

Uk \acute{s} ady nad \acute{z} łne zwykle s \acute{z} wolnostoj \acute{z} ce i montowane s \acute{z} w ogrodach albo na p \acute{s} askich dachach, aby umo \acute{z} liwi generatorowi PV poruszanie si \acute{e} i uzyskanie optymalnego k \acute{z} ta i pozycji. Mo \acute{z} na to robi albo rcznie albo automatycznie przy u \acute{y} ciu silnika elektrycznego.

Uk \acute{s} ady nad \acute{z} łne, kt \acute{r} e pod \acute{z} łaj \acute{z} za roczn \acute{a} drog \acute{z} s \acute{s} oca, s \acute{z} stosunkowo s \acute{a} twe w implementacji, poniewa \acute{z} ustawienie generatora musi by zmieniane tylko w du \acute{z} ych interwa \acute{s} ach czasowych (zwykle tygodnie lub miesi \acute{a} ce). Te uk \acute{s} ady nad \acute{z} łne zwykle nie s \acute{z} automatyczne i musz \acute{z} by przestawiane rcznie.

Systemy nad \acute{z} łne, kt \acute{r} e I \acute{l} edz \acute{z} dzienn \acute{a} drog \acute{z} s \acute{s} oca, s \acute{z} znacznie bardziej skomplikowane. Systemy u \acute{y} waj \acute{z} automatycznych uk \acute{s} adw wsp \acute{r} acuj \acute{z} cych z czujnikami I \acute{l} wiat \acute{s} z kontroluj \acute{z} cymi system I \acute{l} edz \acute{z} c \acute{y} . Czujniki I \acute{l} wiat \acute{s} a stosowane s \acute{z} do skierowania modu \acute{s} w/generatorw w kierunku najja \acute{l} ni \acute{e} jszego punktu na niebie. \acute{N} ledzenie dzienne mo \acute{z} na tak \acute{z} e uzyska przez stosowanie metod astronomicznych. W tym przypadku uk \acute{s} ad elektryczny oblicza bie \acute{z} czn \acute{a} pozycj \acute{a} s $\acute{s$ oca w miejscu instalacji generatora i silnik nad \acute{z} łny kieruje modu \acute{s} y prostopadle do s $\acute{s$ oca co okre \acute{l} lone wcze $\acute{l$ niej interwa \acute{s} y czasowe.

Systemy nad \acute{z} łne s \acute{z} rwnie \acute{z} zaprojektowane do dzia \acute{s} ania albo jako jednoosiowy system nad \acute{z} łny albo dwuosiowy. System jednoosiowy dzia \acute{s} a przez ustawienie pionowego k \acute{z} ta nachylenia generatora, a k \acute{z} t poziomy jest zwykle ustalony. System dwuosiowy mo \acute{z} e mie te dwa k \acute{z} ty nastawne.

Uziemienie i piorunochrony

Ze wzgl \acute{d} u na to, \acute{z} e systemy PV s \acute{z} montowane na zewn \acute{z} trz budynku, to s \acute{z} one podatne na wy \acute{s} adowania atmosferyczne. Dlatego uk \acute{s} ady powinny posiada uziemienie, S \acute{z} dwa obszary zwi \acute{z} zano z uziemieniem wymagaj \acute{z} ce uwagi:

- rama generatora PV
- inwerter

Uziemienie

Uziemienie ramy generatora jest wykonywane w celu usuniecia ryzyka pora \acute{z} enia pr \acute{z} dem elektrycznym przy dotknieciu ramy. Zapewnia ono tak \acute{z} e pewien stopie ochrony przed przepiciami atmosferycznymi.

Inwerter powinien by traktowany jak urz \acute{a} dzenie elektryczne i uziemione zgodnie z zasadami opisanymi w odpowiednich normach.

Uziemienie generatora nie jest wymagane, jeżeli:

JENLI inwerter ma transformator między częściami AC i DC

ORAZ generator PV i rama nie są strefie takiego samego potencjału

ORAZ nie jest wymagany piorunochron

Uziemienie generatora JEST wymagane:

1. JENLI inwerter nie ma transformatora izolującego części AC i DC
2. LUB - jakkolwiek cz. przewodząca generatora i ramy jest w strefie jednakowego potencjału

Uziemienie ramy generatora zapewnia, że dowolne prace przy metalowych częściach pozostają na poziomie potencjału "ziemi". Taka sytuacja występuje w przypadku systemów, które nie mają transformatora izolującego części AC i DC inwertera, gdy wtedy istnieje zwiększone ryzyko, że rama osiągnie potencjał zasilania AC. Natomiast w transformatorze uzwojenia wejściowe i wyjściowe są elektrycznie odseparowane przez podwójną lub wzmocnioną izolację.

Elektryczne odizolowanie zasilania od części DC przez użycie transformatora (razem z zastosowaniem stref jednakowego potencjału) jest kluczowym czynnikiem podczas oceny czy wymagane jest uziemienie generatora PV.

Jeżeli dowolna cz. ramy jest w strefie jednakowego potencjału, to odpowiednia norma przewiduje, że rama powinna być poszczona z gęstym zaciskiem uziemiającym, aby zapewnić, że części, których można dotknąć pozostawają w strefie jednakowego potencjału.

Poszczenie z ziemi wszelkich przewodników przewodzących prąd DC NIE jest rekomendowane. Byskawice mogą spowodować uszkodzenia albo przez bezpośrednie uderzenie albo na skutek skoków napięcia spowodowanych uderzeniem w pobliżu. Indukowane skoki napięcia są bardziej prawdopodobne przyczyną uszkodzeń w większej instalacji, szczególnie na obszarach wiejskich gdzie elektryczność dostarcza się zwykle za pomocą długich linii napowietrznych.

Na ogół akceptuje się, że instalacja na dachu typowego systemu PV niewiele zwiększa ryzyko bezpośredniego uderzenia pioruna.

Jeżeli budynek jest już wyposażony w system ochrony przed wyładowaniami atmosferycznymi, to rama generatora powinna być poszczona do tego systemu. Dodatkowe poszczenie ze strefy jednakowego potencjału może także być wymagane.

4.5 Praca na wysokościach

Jak powiedziano wcześniej, większość generatorów PV jest montowana na dachach lub montowana na wysokościach. Wnosi to dodatkowe ryzyko pracy na wysokościach. Powinno się rozważyć nie tylko bezpieczeństwo instalatora, ale także klienta (i jego pracowników/rodziny). Stosowna ocena ryzyka powinna być przeprowadzona przed jakimikolwiek pracami związanymi z systemem PV.

Ryzyko spadnięcia albo upuszczenia jakiegokolwiek części generatora PV jest związane z wagą modułów i szkieletu, powierzchni modułu (ze względu na wiatr) jak również z nachyleniem dachu. Te ryzyka mogą być zminimalizowane przez użycie: rusztowania, drabin, uprzęży do wspinania, zwykłej. Jakakolwiek praca wykonywana powyżej 2 m nad ziemią wymaga użycia wyposażenia do podnoszenia - takiego jak drabiny, rusztowania i/lub uprzęży wspinaczkowe zaczepiane do budynku, szczególnie kiedy pracuje się blisko krawędzi budynku.

Rusztowania powinny być wzniesione i sprawdzone przed użyciem przez kompetentną osobę.

- Użycie stosownego i bezpiecznego rusztowania
- Kłask rusztowania powinny być zablokowane
- Podesty prawidłowo ustawione, aby nie spowodować potknięcia
- Wyposażone w porcze i stopki
- Wyposażenie do podnoszenia

Drabiny powinny być przywiązane, aby uniknąć poślizgnięcia się na bok lub tożysu. Drabiny powinny być ustawione na poziomej powierzchni i oparte o pionową powierzchnię, tak aby wierzchołek drabiny znajdował się na wysokości czterech razy większej niż odległość podstawy drabiny od krawędzi pionowej.

4.6 Typy inwerterów w systemach fotowoltaicznych

Inwerter jest jednym z kluczowych elementów systemu PV. Nie tylko umożliwia konwersję DC do AC, ale także maksymalizuje moc wyjściową systemu PV i zapewnia bezpieczne połączenie z siecią energetyczną.

Inwertery z systemami zintegrowanymi z siecią są na ogół podłączone do szeregow PV, które zasilają wejście DC i przekształcają na użyteczne, jednofazowe, niskie napięcie AC przekazywane do sieci dystrybucyjnej.

Inwertery w systemach zintegrowanych są zwykle dopasowane do 80% mocy szczytowej (Wp) generatora PV. Ze względu na relatywnie niskie średnie słoneczne natężenie promieniowania, można dobrć mniejszą moc inwertera,

aby odzwierciedli ten fakt. Kiedy generator PV funkcjonuje przy szczytowym napromieniowaniu (szczytowa moc wyjściowa PV) moc inwertera zostanie ograniczona na poziomie maksymalnego prądu wyjściowego AC inwertera. Dodatkowo spodziewany zakres operacyjnego napięcia DV generatora PV jest dopasowany do zakresu DC inwertera.

Inwerter musi spełnia wymagania odnośnie do odpowiedniego natężenia prądu.

Inwerter musi być zdolny wytrzymać maksymalne napięcie generatora PV i natężenie prądu. Kluczową cechą inwerterów związaną z bezpieczeństwem jest to, aby spowodowały one odłączenie systemu PV jeżeli system dystrybucji nie jest zasilany. Takie zachowanie jest pożądane dlatego, aby uniknąć niebezpiecznej sytuacji, gdy system PV mógłby zasilać się dystrybucji podczas planowanej albo nieplanowanej przerwy zasilania. Pracownicy mogą nie zdawać sobie sprawy z tego, że obwód jest pod napięciem. Scenariusz ten jest określany jako "islanding" i przedstawia potencjalne niebezpieczeństwo. Powinno się przeprowadzić odpowiedni test (zgodnie z normą), aby upewnić się, że inwerter jest zabezpieczony przed taką sytuacją.

Istnieją trzy główne typy inwerterów podłączanych do sieci. Są to:

- Inwertery centralne
- Inwertery szeregowo
- Inwertery modułowe

Dopasowanie inwertera jest krytycznie ważne dla projektu systemu, gdy występują zbyt niskie napięcia ze względu na warunki pogodowe nieprzewodzące do wystarczającego uzysku słonecznego mógł doprowadzić do spadku albo całkowitego braku wydajności w zależności od tego jak niskie jest napięcie.

Jeżeli chodzi o zbyt duże napięcie, to podczas dopasowania inwertera na etapie projektu należy upewnić się, że generator PV będzie działał w zakresie parametrów napięciowych inwertera. W przypadku wyładunku atmosferycznych i innych przepisów mających się do tego poza układem, może być konieczne określenie ograniczników przepięcia, w przypadkach gdzie lokalizacja, rozmiar instalacji i prawdopodobieństwo wyładunku atmosferycznych są uznane, aby mieć wystarczający wpływ zewnętrzny. Dalsze wskazówki można znaleźć w stosownych normach.

Wszystkie inwertery podłączanych do sieci jest wyposażonych we wbudowane układy ograniczania przepięcia, jednak można wymienić dodatkowe formy zabezpieczeń:

- Aby ochroni układ AC, ograniczniki przepięć powinny być zamontowane w głównym punkcie podłączenia zasilania AC
- Aby ochroni układ DC, ograniczniki przepięć powinny być zamontowane w punkcie końcowym okablowania DC i na kocu generatora PV
- Aby chroni poszczególne urządzenia, ograniczniki powinny być zamontowane tak blisko tych urządzeń jak to tylko możliwe

Podobnie jak w przypadku zbyt niskich i zbyt wysokich napięć, należy w trakcie projektowania starannie rozpatrzyć przypadki zbyt dużego i zbyt małego natężenia prądu i odpowiednio to tego dopasować parametry inwertera.

5 Moduł 5. Konserwacja i wykrywanie usterek

Na ogół systemy PV zwykle działają bezusterkowo nie wymagając wiele konserwacji. Powinny być jednak wykonywane przeglądy okresowe albo przez operatora systemu, albo instalatora systemu, aby upewnić się, że system będzie działał poprawnie i nie ulegnie awarii. Wykonywanie takich czynności jest także potencjalnym źródłem dodatkowego dochodu dla instalatorów, którzy mogą zaoferować klientowi umowę obsługi serwisowej. W tym module zostaną rozpatrzone kluczowe punkty w tym sprawdzanie, utrzymanie systemu PV oraz ewentualne środki naprawy usterek, jakie mogą wystąpić.

5.1 Konserwacja

Następujące czynności to tylko podstawowymi wskazówkami. Upewnij się, że przeczytano zalecenia producenta odnośnie konserwacji i potrzebnego wyposażenia. Przed otwarciem urządzeń/skrzynek upewnij się, że wykonano procedury związane z bezpiecznym odłączeniem układu (jeżeli takie mają zastosowanie).

Aby zapewnić utrzymanie wysokiego poziomu serwisowania, należy udostępnić następujące informacje:

Wszystkie stosowne certyfikaty włączając:

1. Certyfikat instalacji elektrycznej/Protokół odbioru instalacji
2. Harmonogram przeglądów
3. Wyniki/Harmonogram testów
4. Schemat instalacji i lokalizację kluczowych elementów

5. Kiedy system został zainstalowany
6. Zmiany w instalacji, jeżeli nastąpiły już po uruchomieniu instalacji
7. Kiedy system był ostatnio serwisowany/podlegał przeglądowi

Przed wykonaniem prac konserwacyjnych, należy przyjąć/zrobić harmonogram przeglądów.

5.2 Przeglądy comiesięczne

Należy wykonywać i zapisywać stan odczytów licznika. (Może to nie być istotne w układach, które automatycznie monitorują te dane)

Następujące czynności należy wykonać dla modułów/generatora:

Usunąć wszystkie możliwe źródła zanieczyszczenia modułów i opłukać moduł, aby usunąć naniesiony kurz, brud i inne zanieczyszczenia. Może to wymagać poświęcenia dodatkowego czasu, aby pozbyć się ptasich odchodów albo soków z drzew.

5.3 Przeglądy co sześć miesięcy

Skrzynka przysiężeniowa generatora PV

Należy otworzyć skrzynkę przysiężeniową, aby przeprowadzić przegląd poszczególnych. Należy sprawdzić czy nie ma żadnych insektów oraz innych ciemnych obcych czy znaków zawilgocenia. Należy sprawdzić bezpieczniki (jeżeli mają zastosowanie). Użyć woltomierza i amperomierza DC, aby zmierzyć i zapisać napięcie obwodu otwartego i poziom natężenia prądu na wyjściu skrzynki przysiężeniowej. Zannotuj również poziom natężenia promieniowania słonecznego w czasie wykonywania pomiarów. Ubezpieczniki (jeżeli mają zastosowanie) i zapisz dla każdego szeregu poziomy napięcie obwodu otwartego i natężenia prądu. Zwróć uwagę czy nie występują różnice pomiędzy zmierzonymi wielkościami dla poszczególnych szeregów (można to wykorzystać w celu późniejszego skorygowania). Można także te pomiary wykorzystać do określenia czy wydajność generatora PV zmniejsza się w miarę upływu czasu.

Powierzchnia generatora PV

- Zannotuj stan modułów. Szukaj oznak degradacji (to mogą być zmiany koloru, zaparowane szyby, rozwarstwienie, wypaczenie, przecieki wody), pęknięcia szyb i wykrzywienie ram modułów.
- Wszystkie nakrętki i śruby ramy generatora PV i modułów powinny zostać sprawdzone oraz dokręcone jeżeli zachodzi taka potrzeba.

- Luźnie okablowanie z modułów powinno zostać zabezpieczone przed uszkodzeniem lub zerwaniem przez zsz i niekorzystną pogodę. Sprawdź czy nie występują ładne pknicia, gębokie naciecia, miejscowe zużycie i jeżeli występują - to wymie. Sprawdź czy wszystkie połączenia pomiędzy modułami są odpowiednio naprężone i czy nie ma żadnych uszkodzeń osłon czy wtyków. Wymie je jeżeli zachodzi taka potrzeba.
- Sprawdź uziemienie ramy (jeżeli występuje).
- Sprawdź przejścia (przewodów) przez dach/Iściany budynku, czy są odpowiednio szczelne i napraw jeżeli zachodzi taka potrzeba.
- Otwórz skrzynki przyłączeniowe i sprawdź czy wtyki nie są zabrudzone, obłuzowane/luźne i czy nie ma przerw w kontaktach. Napraw lub wymie, jeżeli zachodzi taka potrzeba. Sprawdź wszystkie wtyki wewnątrz skrzynki i dokonaj naprawy, jeżeli zachodzi taka potrzeba.

Inwerter Następujące czynności należy wykonać w przypadku inwertera Użyj woltomierza i amperomierza DC, aby sprawdzić i zanotować operacyjne poziomy napięcia i natężenia prądu inwertera. To samo wykonaj dla wyjścia AC.

Sprawdź funkcjonalność inwertera, upewnij się, że diody, wyjściowe światła są sprawne, i pokazują stosowne informacje.

Zapisz całkowitą liczbę kWh wyprodukowanych od czasu pierwszego uruchomienia (jeżeli możliwe). Użyj odczytu do porównania wydajności w okresie pomiędzy przeglądami.

Odszczep inwerter i sprawdź czy nie ma luźnych, zabrudzonych czy nie kontaktujących wtyczek. Sprawdź czy obudowa nie ma pęknięć czy uszkodzeń. Wszędzie inwerter i upewnij się, że operacje startowe przebiegają normalnie i że inwerter wytwarza energię elektryczną AC.

5.4 Przeglądy co trzy/cztery lata

Powtórzenie pomiarów uruchomieniowych

Ta czynność może zostać wykonana tylko przez wykwalifikowany personel. Inwertery w lokalizacjach zewnętrznych

Sprawdź inwerter czy nie ma oznak zawilgocenia lub przecieków wody bez względu na przydatność inwertera do pracy w warunkach zewnętrznych. Ta czynność może zostać wykonana tylko przez wykwalifikowany personel.

Następujące czynności należy wykonać jeżeli mamy powód, aby podejrzewać wystąpienie usterki. Moduły, Skrzynki przyłączeniowe i osprzęt zabezpieczający AC

Należy przeprowadzić pomiary szczytowych parametrów wyjściowych. Ta czynność może zostać wykonana tylko przez wykwalifikowany personel. Należy sprawdzić bezpieczniki szeregu razem z wyłącznikami nadmiarowo-prądowymi i wyłącznikami różnicowo-prądowymi (różniczkami).

Przeprowadzenie konserwacji jest podstawowym wymogiem regulowanym przez odpowiednie normy. Choć przepisy nie określają szczegółowo sposobu, w jaki ma ona zostać wykonana dla instalacji elektrycznych, to jednak dostarczają one pewnych wskazówek. Wymagania dotyczące konserwacji układów elektrycznych narzucają konieczność prowadzenia ewidencji konserwacji.

5.5 Protokół przeprowadzenia konserwacji

Sporządzanie protokołu przeprowadzania konserwacji jest niezbędnym procesem posiadania dokładnych i aktualnych informacji o systemie PV. Kompetentna firma/osoba przeprowadzająca konserwację powinna mieć wypracowane sposoby zapisywania wszelkich informacji lub warunków, które zostały zaobserwowane. Wyniki pomiarów i spostrzeżenia należy wykorzystać do stworzenia raportu o stanie systemu PV, gdzie opisane są wszystkie szczegóły procedury konserwacji i wszelkie rekomendacje dotyczące naprawy lub wymiany uszkodzonego czy nieadekwatnego sprzętu. Klient powinien otrzymać kopię raportu, po tym jak zostanie on sporządzony.

Dobry praktyk jest regularne sprawdzanie wydajności inwertera, najlepiej codziennie, jeżeli to możliwe. Jeżeli system jest wyposażony w automatyczny monitorujący jego działanie i informujący o wystąpieniu awarii, to stanowi to znaczne ułatwienie prac operatora.

5.6 Rozwiązywanie problemów

Oczekuje się, że system PV będzie funkcjonować pomiędzy 25 a 30 lat. Ze względu na wystawienie systemu na działanie warunków pogodowych, mogą w tym czasie wystąpić rozmaite usterki. W zależności od rodzaju usterki, zawsze zaleca się przeprowadzenie najpierw kontroli wzrokowej, w szczególności oglądziny generatora PV. Należy wypatrywać oznak uszkodzeń mechanicznych! zabrudzeń. Należy sprawdzić wszystkie połączenia kablowe.

5.6.1 Problemy z inwerterem

Brak mocy na wyjściu inwertera może być spowodowany

- przez przepalony bezpiecznik szeregu,

- uszkodzony przewód,
- usterki uziemienia lub
- przekroczenie wewnętrznych zakresów pracy inwertera (zbyt małe lub zbyt duże wartości napięcia/natężenia).

Przy wyszczególnionym inwerterze (użyj odłącznika AC) sprawdź czy występują jakieś usterki uziemienia i napraw je jeśli potrzeba przed uruchomieniem inwertera. Sprawdź czy nie ma przepalonych bezpieczników i wymień je jeśli zachodzi potrzeba.

Wahania warunków mających wpływ na generator mogą zmienić wartości napięcia/natężenia DC i gdy te wartości nie mieszczą się w zakresie ustawionym pracy, mogą spowodować wyszczerzenie inwertera.

5.6.2 Problemy z generatorem PV

Przed sprawdzeniem generatora PV, zmierz i zapisz poziom napięcia i natężenia na wejściu inwertera ze strony generatora PV. Jeśli nie ma żadnego napięcia/natężenia na inwerterze, sprawdź wszystkie komponenty DC. Poszukaj luźnych/nie kontaktujących przewodów inwertera. Wymień uszkodzone okablowanie, wyczyść wszystkie zaciski.

Należy dokonać wzrokowej kontroli generatora i sprawdzić czy nie ma uszkodzonych modułów lub okablowania. Napraw i wymień wszystkie uszkodzone przewody, jeśli zachodzi taka potrzeba.

Jeśli napięcie na wyjściu jest niskie, to może to wskazywać, że pewne moduły w szeregu są wadliwe lub odłączone i może być potrzebna ich wymiana. Diody bocznikujące (jeśli są) mogą również być uszkodzone i wymaga wymiany.

Niskie natężenie na wyjściu może być spowodowane przez warunki pogodowe (zachmurzenie), wadliwe diody bocznikujące, uszkodzone moduły, przerwane, luźne lub zabrudzone połączenia równoległe między szeregami. Wymień wszystkie uszkodzone moduły wadliwe diody. Wyczyść i popraw niekontaktujące połączenia. Należy usunąć wszystkie źródła zacienienia generatora PV. Należy usunąć również silne zabrudzenie. Wymagane pomiary do znalezienia usterki w systemach zintegrowanych z siecią są w zasadzie takie same jak te przeprowadzane przy uruchamianiu systemu. Dlatego proces znajdowania usterki jest taki sam jak opisany w module dotyczącym uruchamiania systemu PV.

5.7 Znajdowanie usterek

Kilka przykładów usterek jest wymienionych poniżej:

- Utrata pełnej wydajności
- Utrata mocy na wyjściu inwertera
- Zanik zasilania AC w obwodzie inwertera
- Brak mocy z obwodu DC
- Uszkodzony lub zniszczony moduł solarny
- Usterka przewodu w obwodzie DC
- Brudne/czciowo przesuszone/zacienione moduły

W celu zdiagnozowania tych usterek, należy postąpić logicznie krok po kroku. Poniżej znajdują się ogólne wskazówki, które mogą zaoszczędzić czas i które można zastosować do wszystkich tych usterek.

1. Zapytaj osobę odpowiedzialną za system, jak objawia się usterka? Jak często występuje? Czy występuje o określonych porach dnia? Czy system był regularnie konserwowany?
2. Wykonaj wizualny ogląd osprzętu włączając w to generator PV. Pewne usterki mogą wystąpić z powodu zgromadzenia warstwy kurzu lub zacienienia generatora PV i nie wymagają dostępu do dachu, gdyby mogły być łatwo dostrzeżone z ziemi.
3. Wykonaj testy zabezpieczenia i funkcjonalności systemu. Jeśli wiesz, co system robi na różnych etapach działania, to łatwiej jest stwierdzić co jest przyczyną usterek.

Powyższe punkty powinny być punktem wyjściowym do postawienia diagnozy. Szczegółowe wskazówki są następujące:

Utrata mocy - wykonawszy powyższe kroki 1- 3, następnym krokiem będzie zanotowanie odczytów na wyjściu generatora PV przy inwerterze. Te odczyty powinny być skonfrontowane z oczekiwanymi wartościami napięcia i natężenia generatora. Przyczyną może być np. zacienienie, które spowodowało przepalenie bezpiecznika. Doprowadziło to do wyłączenia szeregu i zmniejszenia mocy wyjściowej generatora.

Utrata mocy na wyjściu inwertera - po wykonaniu powyższych kroków 1-3, następnym będzie sprawdzenie wyjściowego diodowego inwertera. Wyjściowy diodowy inwerter powinien wskazywać, czy inwerter otrzymuje sygnał pochodzący z generatora i czy inwerter otrzymuje sygnał AC. Jeśli łącznie z tych odczytów nie jest

oczywisty, poszukaj innych usterek wyszczególnionych tutaj w celu postawienia diagnozy. Jeśli do inwertera dochodzą obydwa sygnały, to taka sytuacja może wskazywać na wewnętrzny usterk inwertera lub na to, że parametry podawane na wejściu inwertera (napięcie/natężenie) wynikające z aktualnej pracy generatora PV nie są spełnione.

Zanik zasilania AC w obwodzie inwertera - po wykonaniu kroku 1, usterk jest łatwo zidentyfikować.

Sprawdź wyświetlacz inwertera, który powinien pokazywać informację o braku zasilania AC. Może to oznaczać brak zasilania z sieci energetycznej albo po prostu wskazywać na to, że odłącznik (wyłącznik nadmiarowo-prądowy/wyłącznik różnicowo-prądowy/odłącznik DC) został wyłączony.

- Brak mocy z obwodu DC - Po wykonaniu czynności z punktu 1, usterk jest łatwo zidentyfikować. Sprawdź wyświetlacz inwertera, który powinien wskazywać brak zasilania od strony generatora PV.

Może być wiele przyczyn takiej usterki: obłuzowany główny przewód DC, odcinkowe zacienienie generatora PV, o przepalonych bezpiecznikach szeregowych, po prostu wyłączony odłącznik DC

- Zepsute lub uszkodzone moduły solarne - Wykonaj kroki 1-3. Może zachodzić potrzeba dokonania pełnej/wyczerpującej kontroli wzrokowej generatora PV, podczas której mogą być potrzebne dodatkowe narzędzia. Objawy tej usterki będą podobne do objawów pierwszej, gdy uszkodzone i zepsute moduły doprowadzą do sytuacji, kiedy szereg (string) nie wytwarza żadnej mocy i nastąpi całkowita utrata mocy, co powinno być sygnalizowane na wyświetlaczu inwertera.
- Usterka okablowania w obwodzie DC - Wykonaj kroki 1-3. Usterka może objawiać się albo zredukowaną mocą albo brakiem mocy z obwodu DC, co powinno być sygnalizowane na wyświetlaczu inwertera. Zredukowana moc może wskazywać, że poluzowało się połączenie albo został uszkodzony przewód do szeregu, podczas gdy całkowity brak mocy z generatora może wskazywać na taką samą usterkę, ale dotyczyć głównego przewodu DC.
- Zabrudzone/częściowo zakryte/zacienione moduły - Wykonaj czynności 1 i 2. Objawem tej usterki mogą być albo zredukowana moc albo brak mocy z obwodu DC, co powinno być sygnalizowane na wyświetlaczu inwertera. Ten typ usterki jest zwykle prosty do zidentyfikowania, ale efekt zacienienia jest trochę mniejszy w pochmurne lub deszczowe dni,

wie naleŹy sobie wyobrazi drog sřoca. JeIJI problem pojawiař si stopniowo, to przyczynŹ moŹe by zaniechanie przeprowadzania konserwacji prze jakiIJ czas albo to, Źe w tym okresie w pobliŹu wyrosřy nowe drzewa czy powstařy nowe budynki. JeIJI problem wystŹpiř nagle, to przyczynŹ mogŹ by np. opadniete gařzie albo na moduřach znajdujŹ si materiařy, ktre zostařy naniesione przez wiatr.

5.8 Usuwanie usterki

Aby usunŹ opisane wyŹej usterki, naleŹy najpierw zdiagnozowa przyczyn. Po tym jak zostanie ona zidentyfikowana, naleŹy wykona nastpujŹce metody naprawy:

Utrata mocy - jeIJI przyczynŹ jest zacienienie, usu obiekty, ktre spowodowař efekt zacienienia (dobrze zaprojektowany system nie powinien ulega regularnym zacienieniom generatora spowodowanym np., przez drzewa czy sřsiadujŹce budynki). SprawdŹ wszystkie pořŹczenia, jeIJI sŹ luijne wymie. Wymie przepalone bezpieczniki.

Brak mocy na wyjIJciu inwertera - jeIJI przyczynŹ jest inwerter, to musi on zosta albo naprawiony (przez kompetentne osoby) albo wymieniony. JeIJI na wejIJciu inwertera nie ma odpowiednich wymaganych parametrw, to zachowanie takie moŹe by objawem innej awarii, jak zepsuty lub uszkodzony moduř albo usterka przewodu DC, powodujŹca zredukowane napiecie/natnienie na wyjIJciu inwertera. Opis ich naprawy pojawi si dalej.

Zanik zasilania obwodu AC inwertera - nie ma wiele opcji naprawy usterki tego typu. Upewnij si, Źe wszystkie zainstalowane przeřŹczniki i odřŹczniki sŹ wřŹczone. JeIJI to nie rozwizzuje problemu, sprawdŹ przewody AC biegnŹce od odbiornika do inwertera. Usterka moŹe mie przyczyn wynikajŹcŹ z zaniku napiecie ze strony dystrybutora energii elektrycznej, co oznacza, Źe tym przypadku nie jest wymagana jest Źadna naprawa.

Brak mocy z obwodu DC - sprawdŹ czy odřŹcznik DC jest wřŹczony. Usu wszystkie obiekty powodujŹce efekt zacienienia i sprawdŹ czy pořŹczenia nie sŹ oblurowane i wymie je jeIJI potrzeba. Wymie przepalone bezpieczniki moduřw.

Uszkodzony lub zepsuty moduř solarny - nie ma innej metody naprawy tej usterki jak wymiana uszkodzonego lub zepsutego moduřu. ZauwaŹ, Źe szereg zawierajŹcy uszkodzony moduř bdiŹe odřŹczony od generatora PV podczas wymiany. Nie naleŹy w tym czasie po prostu wykonywa pořŹczenia pomidzy dwoma sřsiednimi moduřami znajdujŹcych si po obu stronach uszkodzonego moduřu. Takie postpowanie spowodowařoby, Źe szereg pracowařby przy innym napieciu niŹ pozostařo szeregi generatora PV.

Usterka okablowania w obwodzie DC - wymiana przewodu jest jedynym sposobem naprawy jest usterki.

Zabrudzone/czciowo zakryte/zacienione moduły - w zależności co jest przyczyną problemu, to rozwiązanie może być łatwe lub trudne. Jeśli nie wykonywano konserwacji, to przyczyną może być zgromadzony na modułach kurz lub brud, albo opadnięte gałęzie, albo nawiane przez wiatr plastikowe worki. Proste oczyszczenie powierzchni modułów i usunięcie niepotrzebnych obiektów powinno rozwiązać problem. Zacinienie może być trudniejsze do usunięcia jeśli ma związek z cudzą własnością jak np. ucięcie gałęzi drzew należących do sąsiada itd. Jeśli zacinienie jest spowodowane przez nowo powstały budynek, to jedynym rozwiązaniem może być zmiana lokalizacji generatora.