Erasmus+

PV TRAINER

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

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

M2.J3. Modernizacja i konserwacja instalacji fotowoltaicznych

PORADNIK DLA UCZESTNIKA ZAJĘĆ I PROWADZĄCEGO ZAJĘCIA

RESEARCH NETWORK ŁUKASIEWICZ
INSTITUTE FOR SUSTAINABLE TECHNOLOGIES
SEP
PV POLAND
UNIVERSITAS GALATIENSIS
FUNDACIÓN equipo humano
EDIT·C EDUCATION & INFORMATION TECHNOLOGY CENTRE

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

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

Intellectual Outputs O4.

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

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

2018-2019

Erasmus+

PV TRAINER

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

M2.J3. Modernizacja i konserwacja instalacji fotowoltaicznych

PORADNIK

DLA UCZESTNIKA ZAJĘĆ I PROWADZĄCEGO ZAJĘCIA

2018-2019

Kurs: Trener fotowoltaiki

Moduł 2. Planowanie, instalacja, modernizacja i konserwacja instalacji fotowoltaicznych

Jednostka modułowa M2.J3. Modernizacja i konserwacja instalacji fotowoltaicznych

Poradnik dla uczestnika zajęć dydaktycznych i prowadzącego zajęcia

2018-2019

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

Recenzenci:
Tomasz Magnowski

Konsultacja metodologiczna:

Edyta Kozieł

Opracowanie redakcyjne:

Bożena Mazur

Korekta językowa:

Katarzyna Sławińska

Poradnik stanowi obudowę dydaktyczną dla jednostki modułowej **M2.J3. Modernizacja i konserwacja instalacji fotowoltaicznych** wchodzącej w skład modułu **M2. PLANOWANIE, INSTALACJA, MODERNIZACJA I KONSERWACJA INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH** zawartego w modułowym programie nauczania dla kursu **Trener fotowoltaiki**.

2018-2019

ŁUKASIEWICZ Research Network – Institute for Sustainable Technologies
6/10 Pułaskiego Street, 26-600 Radom; phone (+48 +48) 36-442-41
e-mail: instytut@itee.radom.pl http://www.itee

SPIS TREŚCI

1. WPROWADZENIE 6

2. WYMAGANIA WSTĘPNE 8

3. USZCZEGÓŁOWIONE EFEKTY KSZTAŁCENIA 9

4. MATERIAŁ NAUCZANIA 10

4.1. Przepisy BHP, ochrona środowiska 10

4.2. Ochrona zdrowia w trakcie prac modernizacyjnych i konserwacji instalacji fotowoltaicznych 15

4.3. Zasady bezpieczeństwa dotyczące konserwacji instalacji fotowoltaicznej 18

4.4. Program konserwacji instalacji fotowoltaicznej 23

4.5. Monitorowanie właściwości systemu fotowoltaicznego – wytyczne i wymagania pomiarowe oraz ich analiza 24

4.6. Analiza typowych błędów związanych z modernizacją i utrzymaniem 30

4.7. Rodzaje typowych zakłóceń i awarii w systemach 33

4.8. Metody naprawy lub wymiana elementów fotowoltaicznych 38

4.9. Dokumentacja kontroli, konserwacji i naprawy instalacji fotowoltaicznych 46

5. ĆWICZENIA 49

5.1. Przepisy BHP, ochrona środowiska – ćwiczenia 49

5.2. Ochrona zdrowia w trakcie prac modernizacyjnych i konserwacji instalacji fotowoltaicznych – ćwiczenia 50

5.3. Zasady bezpieczeństwa dotyczące konserwacji i konserwacji instalacji solarnej – ćwiczenia 50

5.4. Program konserwacji instalacji fotowoltaicznej – ćwiczenia 51

5.5. Monitorowanie właściwości systemu fotowoltaicznego – wytyczne i wymagania pomiarowe oraz ich analiza – ćwiczenia 51

5.6. Analiza typowych błędów związanych z modernizacją i utrzymaniem – ćwiczenia 52

5.7. Rodzaje typowych zakłóceń i awarii w systemach – ćwiczenia 52

5.8. Metody naprawy lub wymiana elementów fotowoltaicznych – ćwiczenia 53

5.9. Dokumentacja kontroli, konserwacji i naprawy instalacji słonecznych 54

6. SPRAWDZIAN POSTĘPÓW 55

5. SŁOWNIK 56

8. LITERATURA 58

1. WPROWADZENIE

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

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

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

W opracowaniu przygotowano materiały dla jednostki modułowej **M2.J3. Modernizacja i konserwacja instalacji fotowoltaicznych** wchodzącej w skład modułu **M2. Planowanie, instalacja, modernizacja i konserwacja instalacji fotowoltaicznych**.

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

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

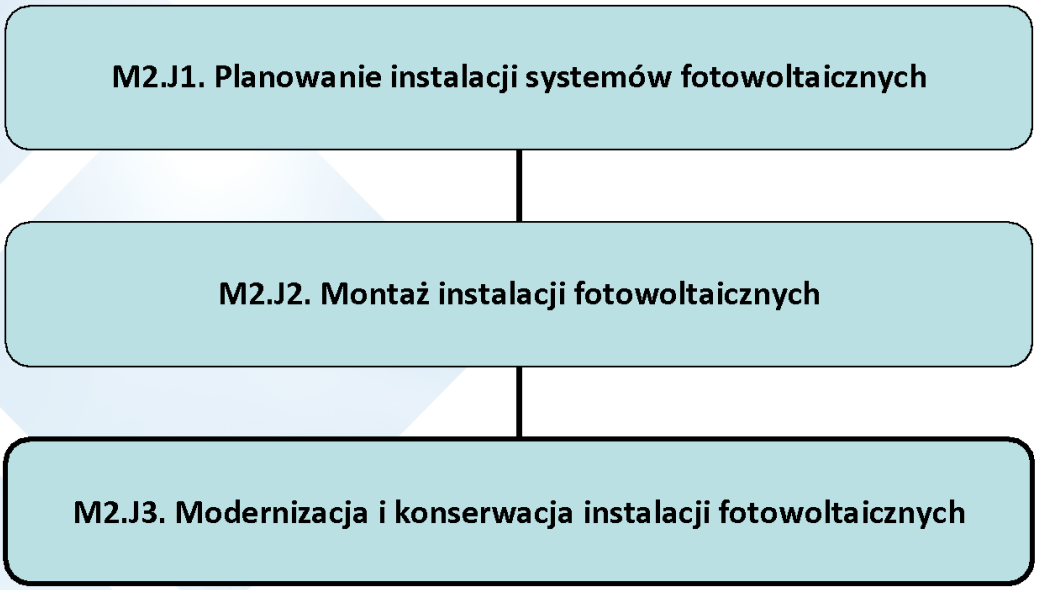
Przed przystąpieniem do wykonywania ćwiczeń sprawdź, czy jesteś do tego odpowiednio przygotowany. W tym celu wykorzystaj pytania sprawdzające zamieszczone po materiale nauczania. Zakończeniem opracowania każdego tematu jest sprawdzian postępów, który pozwoli Ci określić zakres nabytej wiedzy i umiejętności.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

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

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

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

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



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

Wykaz jednostek modułowych i orientacyjna liczba godzin dydaktycznych

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

2. WYMAGANIA WSTĘPNE

Przystępując do realizacji programu jednostki modułowej **M2.J3. Modernizacja i konserwacja instalacji fotowoltaicznych** wchodzącej w skład modułu **M2. Planowanie, instalacja, modernizacja i konserwacja instalacji fotowoltaicznych**, powinieneś umieć:

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

3. USZCZEGÓŁOWIONE EFEKTY KSZTAŁCENIA

M2.J3. Modernizowanie i utrzymanie instalacji systemów fotowoltaicznych

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

Wiedza (zna i rozumie):	**Umiejętności** (potrafi):
– Przepisy bezpieczeństwa i higiena pracy, ochrony środowiska, ochrony zdrowia podczas prac modernizacyjnych i utrzymania instalacji systemów fotowoltaicznych. – Zasady bezpieczeństwa przy konserwacji i utrzymaniu instalacji fotowoltaicznej. – Program utrzymania instalacji fotowoltaicznej. – Monitorowanie własności systemu fotowoltaicznego – wytyczne i wymagania dotyczące pomiarów i ich analiza. – Analiza typowych błędów związanych z modernizacją i utrzymaniem. – Rodzaje typowych zakłóceń i awarii w systemach. – Metody i naprawy lub wymiana elementów instalacji fotowoltaicznych. – Dokumentacja z przeglądu, konserwacji i napraw instalacji fotowoltaicznych. – Kosztorys, oferta, umowa na prace związane z modernizacją i utrzymaniem instalacji systemów fotowoltaicznych.	– Stosować przepisy bezpieczeństwa i higiena pracy, ochrony środowiska, ochrony zdrowia podczas prac modernizacyjnych i utrzymania instalacji systemów fotowoltaicznych. – Wykonywać pomiary charakterystyk prądowo-napięciowych modułów/generatorów fotowoltaicznych. – Wykonywać pomiary efektywności pracy generatora fotowoltaicznego. – Wykonywać i analizować wyniki z badań termograficznych instalacji fotowoltaicznej. – Wykonywać okresową ocenę pracy instalacji fotowoltaicznej. – Wykonywać okresowe prace konserwacyjne instalacji fotowoltaicznej. – Diagnozować i naprawiać lub wymieniać uszkodzone elementy instalacji fotowoltaicznych. – Oceniać jakość wykonywanych prac modernizacyjnych, konserwacyjnych i dokonanych napraw instalacji fotowoltaicznych. – Prowadzić dokumentację z przeglądu, konserwacji i napraw instalacji fotowoltaicznych. – Rozliczać koszty wykonywanych prac związanych z modernizacją i utrzymaniem instalacji systemów fotowoltaicznych.

Kompetencje społeczne:

– Demonstruje pewną autonomię w rozwiązywaniu drobnych nieprzewidzianych zdarzeń związanych z wykonywaną pracą.
– Realizuje zadania w sposób efektywny.
– Przestrzega standardów ustalonych przez firmę.
– Utrzymuje porządek na stanowisku pracy i w jego pobliżu, zgodnie z ustalonymi wymaganymi przez firmę.
– Interpretuje i wykonuje pracę zgodnie z instrukcja I przepisami.
– Przestrzega wewnętrzne procedury i standardy ustanowione w firmie.

4. MATERIAŁ NAUCZANIA

4.1. Przepisy BHP, ochrona środowiska

Treści z danego rozdziału uzupełniają zagadnienia przedstawione w rozdziale 4.1. Przepisy BHP, ochrona środowiska w module M2.J2. Montaż instalacji fotowoltaicznych.
Instalator systemów fotowoltaicznych PV wykonuje zawód o podwyższonym stopniu ryzyka. Wynika to z faktu stałej styczności z urządzeniami elektrycznymi będącymi pod napięciem, a także z zagrożeniami powodowanymi przez wykonywanie pracy na wysokości, oraz związanych z przemieszczaniem ładunków o różnych gabarytach i różnej nośności. Stosowanie przepisów BHP jest więc bardzo istotne z punktu widzenia zabezpieczenia zdrowia i życia pracowników wykonujących konkretne czynności. Obszar ten jest również istotny z punktu widzenia bezpieczeństwa prawnego właścicieli przedsiębiorstwa. Niestety o wielu zasadach bezpiecznej pracy często się zapomina. Dlatego też zagadnieniom tym należy poświęcić należytą uwagę aby nie lekceważono przepisów w tym zakresie.
Monter systemów PV powinien być wyposażony w indywidualne środki ochrony w postaci osobistego sprzętu zabezpieczającego przed upadkiem z wysokości złożonego z szelek i linki asekuracyjnej z amortyzatorem oraz drabinę lub rusztowanie, ewentualnie podnośnik.

Instalator systemu PV jest odpowiedzialny nie tylko za zdrowie i bezpieczeństwo pracowników na miejscu instalacji, ale także za zdrowie i bezpieczeństwo klientów oraz innych osób, na które prowadzone prace montażowe mogą mieć wpływ. Instalator jest także odpowiedzialny za długoterminowe bezpieczeństwo instalowanego systemu. Na nim więc spoczywa odpowiedzialność za zidentyfikowanie zagrożeń związanych z instalacją PV przez podjęcie odpowiednich kroków w celu kontrolowania i minimalizacji tych zagrożeń.

Każda instalacja jest inna, więc niniejsze opracowanie nie jest w stanie w sposób całkowity i ostateczny wymienić wszystkich przypadków naruszania zasad bezpieczeństwa pracy.

Zasady BHP

Zasady BHP zostały określone w Dyrektywie nr 89/391/ECC Komisji Europejskiej z dnia 12.06.1989 r. dotyczącej wprowadzenia środków wspierających poprawę bezpieczeństwa i higieny pracy (BHP).
Stosowanie zasad BHP umożliwia ustalenie:

a) Czy zagrożeniu da się zapobiec lub go uniknąć? Czy można je wyeliminować na przykład przez rozważenie czy dane zadanie lub praca jest konieczna, lub usunięcie niebezpieczeństwa dzięki wykorzystaniu innych materiałów lub procesów pracy.
b) Jeżeli zagrożenia nie da się uniknąć, to ustalenie jak może być ono zmniejszone do poziomu, w którym zdrowie i bezpieczeństwo pracowników nie będzie zagrożone.

Powinny być stosowane, między innymi, następujące środki zapobiegawcze:

- zwalczanie zagrożenia u źródła;
- dostosowanie się do postępu technologicznego;

- zastąpienie urządzenia, materiału lub innego czynnika stanowiącego ryzyko, jego mniej niebezpieczną alternatywą);
- opracowanie spójnej ogólnej polityki prewencyjnej obejmującej technologię, organizację pracy, warunki pracy, stosunki społeczne oraz wpływ czynników związanych ze środowiskiem pracy;
- przedkładanie zbiorowych środków ochrony nad środkami ochrony indywidualnej (np. kontrolowanie narażenia na opary poprzez system wentylacji wywiewnej, a nie za pomocą indywidualnych urządzeń ochrony dróg oddechowych);
- wydawanie odpowiednich instrukcji pracownikowi.

Europejskie wymagania dotyczące zasad bezpieczeństwa pracy są ogólnie dostępne między innymi na https://osha.europa.eu/pl/legislation/directives, www.hse.gov.uk. Przepisy krajowe dostosowane zostały do przepisów europejskich. Firmy, które wdrożyły system zarządzania BHP zdecydowanie najczęściej opierają się o wymagania norm OHSAS (System Zarządzania Bezpieczeństwem i Higieną Pracy):

- BS OHSAS – 18001 – lub w Polsce PN-N-18001:2004 System zarządzania bezpieczeństwem i higieną pracy – Specyfikacja.
- BS OHSAS – 18002 – System zarządzania bezpieczeństwem i higieną pracy – Wytyczne do oceny ryzyka zawodowego.
- BS OHSAS – 18004 – System zarządzania bezpieczeństwem i higieną pracy – Wytyczne wdrażania.

Plan bezpieczeństwa pracy

W celu zapewnienia wykonania projektu z założoną gwarancją bezpieczeństwa powinien być opracowany plan bezpieczeństwa pracy, który nie musi być obszerny, ale zawsze powinien zawierać:

- Wykaz i opis prac, które mają zostać wykonane,
- Ocenę ryzyka z listą zagrożeń i istniejącymi środkami ostrożności,
- Opis zasad bezpieczeństwa, którymi należy się kierować oraz listę środków bezpieczeństwa, które muszą zostać podjęte,
- Przepisy, które mają zastosowanie.

W czasie przygotowania planu bezpieczeństwa pracy należy upewnić się, że jego treść jest przejrzysta i zwięzła, tak aby instalator mógł ją zrozumieć i zastosować odpowiednie wytyczne.

Potencjalne zagrożenia przy pracy z systemami PV

Instalacja systemów PV stwarza kombinację zagrożeń, na które instalator mógł się nie natknąć podczas uprzednio wykonywanych prac, m.in. operowanie ciężkimi ładunkami, praca na wysokości, lub ryzyko porażenia prądem stałym. W praktyce występuje wiele zagrożeń charakterystycznych dla instalacji PV, które powinny być brane pod uwagę podczas przygotowania planu organizacji pracy oraz analizy ryzyka przy instalacji systemów fotowoltaicznych. Ważniejsze z tych zagrożeń podano poniżej. Należy zwrócić uwagę, że w związku z ciągle zmieniającą się naturą systemów PV, poniższe informacje nie wyczerpują zagrożeń, które mogą wystąpić i w celu ich uniknięcia należy na bieżąco aktualizować wiedzę w tym zakresie i podejmować odpowiednie działania ochronne. W czasie przygotowywania planu organizacji pracy i oceny ryzyka, należy zwrócić uwagę na sprzęt konieczny dla

zapewnienia bezpieczeństwa instalatorowi podczas wykonywania instalacji (np. środki ochrony indywidualnej) oraz na niebezpieczeństwa związane z montażem elementów systemów PV (np. dobór odpowiedniego sprzętu pomiarowego i kontrolnego).

Ocena ryzyka

Wdrażanie zasady dobrej praktyki w miejscu pracy należy rozpocząć od właściwej oceny występującego ryzyka i zagrożeń. Ocena ta powinna brać pod uwagę wszystkie zagrożenia i niebezpieczeństwa w miejscu pracy, aby zapewnić rzeczywiste zmniejszenie narażenia pracowników i innych osób na niebezpieczeństwo, a nie tylko zastąpić jedno ryzyko, drugim. Ryzyko określane jest jako prawdopodobieństwo wystąpienia niepożądanych zdarzeń (zagrożeń) związanych z wykonywaną pracą, powodujących straty oraz ich skutków dla zdrowia lub życia pracowników w postaci chorób zawodowych i wypadków przy pracy. Ocena takiego ryzyka to wnikliwe zbadanie, czy podjęto wystarczające środki ostrożności oraz czy można zrobić więcej aby zapobiec szkodzie. Analiza ryzyka składa się z identyfikacji zagrożeń związanych z przedsięwzięciem (wynikających z prowadzonych prac lub innych czynników, np. miejsca pracy, warunków pogodowych) oraz oceny ich rozmiaru, biorąc pod uwagę istniejące środki ostrożności. Wyniki właściwie przeprowadzonej oceny ryzyka powinny pomóc w ustaleniu najodpowiedniejszych zasad dobrej praktyki w miejscu pracy. Ocena ryzyka powinna zawsze zostać wykonana przed zastosowaniem zasad dobrej praktyki na miejscu pracy. Musi ona zostać dostosowana do szczególnych okoliczności i potrzeb.

Czynności konieczne do wykonania przed rozpoczęciem pracy

Monter instalacji fotowoltaicznych powinien:

1) Szczegółowo zapoznać się ze stanowiskową instrukcją BHP znajdującą się na stanowisku pracy.
2) Wysłuchać instruktażu przełożonego.
3) Ubrać się w odzież roboczą i ochronną przewidzianą do użycia na danym stanowisku pracy (kombinezon roboczy, kamizelka odblaskowa, nakrycie głowy, buty z noskami metalowymi i podeszwą odporna na przebicie przystosowane, nakolanniki, rękawice ochronne); winien on także zdjąć wszystkie zbędne przedmioty, takie jak biżuteria itp.
4) Ubrać środki ochrony indywidualnej: hełm ochronny, pas lub szelki chroniące przed upadkiem z wysokości, okulary przeciwsłoneczne, maski przeciwpyłowe w przypadku pracy z azbestem.
5) Przygotować sprzęt (drabiny przenośne – sprawne technicznie), elektronarzędzia, mierniki i materiały potrzebne podczas wykonywanej pracy, itp.
6) Usunąć wszystkie zbędne przedmioty znajdujące się w miejscu pracy; zapewnić, by podłoże wokół stanowiska pracy była stabilne i równe.
7) Upewnić się, czy rozpoczęcie pracy nie spowoduje zagrożeń dla osób przebywających w pobliżu stanowiska pracy lub w jego bezpośrednim otoczeniu.
8) Zapoznać się z zadaniami na dzień bieżący.
9) Jeśli nie stwierdza się zagrożeń na danym stanowisku roboczym, można przystąpić do wykonywania zadań.

Czynności konieczne do wykonania w czasie pracy

W czasie pracy monter instalacji fotowoltaicznych powinien:

1) Ściśle stosować się do zaleceń: stanowiskowej instrukcji BHP oraz poleceń i wskazówek przełożonych.
2) Przestrzegać kolejności wykonywania prac.
3) Wykonywać tylko prace zlecone przez bezpośredniego przełożonego.
4) Podczas wykonywania pracy koncentrować całą swoją uwagę wyłącznie na wykonywanych czynnościach; pracować z szybkością odpowiadającą naturalnemu rytmowi pracy.
5) Materiały używane podczas procesu pracy składować tak, by nie stwarzały żadnych zagrożeń wypadkowych; narzędzia powinny być odkładane na ściśle wyznaczone miejsca.
6) Jeśli podczas pracy musi korzystać z drabiny, podestów, lub rusztowań musi pamiętać o tym, by były one sprawne technicznie i że winny być ustawiane zgodnie z obowiązującymi przepisami.
7) Drabiny powinny być używane jedynie do zadań o małym stopniu ryzyka, do prac o krótkim czasie trwania.
8) Prace na wysokości należy wykonywać tak, by nie przeszkadzać pozostałym pracownikom realizującym swoje zadania.
9) W razie konieczności opuszczenia swojego stanowiska pracy monter zobowiązany jest sprawdzić, czy pozostawione narzędzia pracy nie stworzą zagrożeń np. Dla przechodzących obok innych pracowników.
10) W razie wątpliwości co do sposobu wykonania zadania, monter winien zwrócić się do przełożonego lub przeszkolonych fachowców o szczegółowe instrukcje; pracę może podjąć ponownie po usunięciu wątpliwości i (najlepiej) pod fachowym dozorem przełożonego.
11) Pamiętać, że moduły fotowoltaiczne wystawione na działanie światła słonecznego generują prąd i napięcie i nie mogą zostać wyłączone, co oznacza, że monter pracuje z obwodami elektrycznymi znajdujących się pod napięciem.
12) W celu zapobiegnięcia generowania prądu przez moduł fotowoltaiczny należy okryć jego całą powierzchnię nieprzezroczystą osłoną.

Monterowi instalacji fotowoltaicznych nie wolno:

1) Stosować niebezpiecznych metod pracy, tak by stwarzać zagrożenia dla siebie czy otoczenia.
2) Nie stosować się do szczegółowych instrukcji i zaleceń przełożonych.
3) Stosować niewłaściwych metod pracy.
4) Pracować bez nakazanych ochron osobistych.
5) Korzystać z niesprawnych technicznie drabin, podestów, rusztowań.
6) Wykorzystywać do pracy niewłaściwych, niesprawnych narzędzi, elektronarzędzi.
7) Wykonywać pracy podczas burzy, silnych wiatrów czy przy innych zagrożeniach.
8) Uszkadzać elementów dachu i powodować utratę szczelności budynku.
9) Wykonywać pracy na wysokości (na drabinie, podeście z rusztowania itp.), przy złym samopoczuciu; należy zgłosić niedyspozycję przełożonemu, który zadecyduje o dalszym przebiegu pracy pracownika.
10) Naprawiać urządzeń elektrycznych będących pod napięciem (jeśli pracownik nie ma do tego odpowiednich uprawnień).

11) Dotykać przewodów elektrycznych będących pod napięciem.
12) Oświetlać stanowiska pracy lampami przenośnymi o napięciu większym niż 24 V.
13) Dopuszczać do pracy na swoim stanowisku pracy innych osób bez wiedzy przełożonego.
14) Przeszkadzać innym w pracy.
15) Tarasować przejścia i dojścia do stanowiska pracy, sprzętu przeciwpożarowego i wyłączników prądu elektrycznego.
16) Pozostawiać po zakończonej pracy bałaganu, zużytych szmat, itp.
17) Palić i używać otwartego ognia podczas wykonywania pracy; palić wolno tylko w miejscach do tego wyznaczonych i odpowiednio oznakowanych.
18) Spożywać alkoholu w miejscu pracy.
19) Przekraczać dopuszczalnych norm przenoszenia ładunku w transporcie ręcznym.

Po zakończeniu pracy monter instalacji fotowoltaicznych powinien:

1) Uziemić odsłonięte elementy przewodzące np. rama szkieletu konstrukcji zestawu paneli PV oraz uziemić cały system.
2) Założyć osłony na przewodach elektrycznych.
3) Dokładnie oczyścić stanowisko robocze, ułożyć narzędzia i przyrządy pomocnicze w miejscach do tego przeznaczonych.
4) Oczyścić używane ochrony osobiste i odłożyć je na stałe miejsce ich przechowywania.
5) Upewnić się, czy pozostawione stanowisko i urządzenia nie stworzą żadnych zagrożeń dla otoczenia.
6) Przekazać informacje o stanie zaawansowania wykonywanych prac swojemu bezpośredniemu przełożonemu.

Uwagi dodatkowe

Monter instalacji fotowoltaicznych winien:

1) Dbać o higienę osobistą i schludny wygląd.
2) W razie wątpliwości co do prawidłowości swoich działań, zwrócić się o dodatkowe wskazówki do bezpośredniego przełożonego czy służb fachowych.

Czynności konieczne do wykonania po zakończeniu pracy

1) Uporządkować stanowisko robocze. Ułożyć narzędzia i przyrządy pomocnicze w wyznaczonych miejscach.
2) Sprawdzić stan środków ochrony indywidualnej.
3) Wszystkie okoliczności mogące zagrozić bezpieczeństwu obsługującego bądź osobom postronnym zobowiązują montera do meldowania o nich przełożonym. W przypadku znalezienia się w bezpośrednim niebezpieczeństwie na skutek nieprzestrzegania przez zakład zasad BHP, monter instalacji fotowoltaicznych ma prawo powstrzymać się od wykonywania pracy (zachowuje on prawo do wynagrodzenia, nie może jednak odmówić podjęcia innej równorzędnej pracy, gdy niezwłoczne usunięcie zagrożeń przy poprzednio wykonywanej pracy nie jest możliwe).

4.2. Ochrona zdrowia w trakcie prac modernizacyjnych i konserwacji instalacji fotowoltaicznych

Bezpieczna praca z obwodami elektrycznymi, zasady ogólne

Podstawowym środkiem bezpieczeństwa zapobiegającym porażeniu prądem podczas prac montażowych i serwisowych przy obwodach elektrycznych jest ich wyłączenie spod napięcia. Poniższe zasady powinny zostać zachowane przy pracy z obwodami elektrycznymi:

- przed rozpoczęciem pracy z obwodem zawsze należy wyłączyć napięcie zasilające,
- obwód wyłączony spod napięcia nie spowoduje porażenia. Niestety wiele wypadków spowodowanych jest przez obwody, które uważane były za odłączone od zasilania. Bezpieczna praca z obwodami wiąże się ze sprawdzeniem przed podjęciem pracy, czy nie występuje w nich niebezpieczne napięcie,
- należy użyć miernika lub testera obwodów, takiego jak np. miernik szczypcowy, aby upewnić się, że obwód nie jest pod napięciem,
- należy użyć wyłącznika obwodu i oznaczyć go w stosowny sposób,
- należy zablokować włącznik obwodu jeżeli posiada on blokadę. Podkreślić należy, że oznaczenie o wyłączeniu nie jest dla osoby, którą instalator zna i która wie o prowadzonych przez niego pracach, ale dla osoby, której instalator nie zna i która nie wie o prowadzonych przez niego pracach z obwodem. Wszystkie osoby narażone na kontakt z takimi obwodami elektrycznymi powinny zostać powiadomione o zagrożeniu,
- należy oznaczyć wszystkie obwody przy których prowadzone będą prace, w punktach gdzie sprzęt lub obwód może być włączony pod napięcie.

Poza ww. pracami, które muszą być prowadzone przy odłączonym zasilaniu wykonywanych jest szereg prac kontrolno-pomiarowych, które zaliczane są do prac wykonywanych w warunkach szczególnego zagrożenia dla zdrowia i życia ludzkiego. Z tego względu przy ich wykonywaniu należy stosować szczególne zasady organizacji pracy i dodatkowe zabezpieczenia techniczne w postaci sprzętu izolacyjnego.

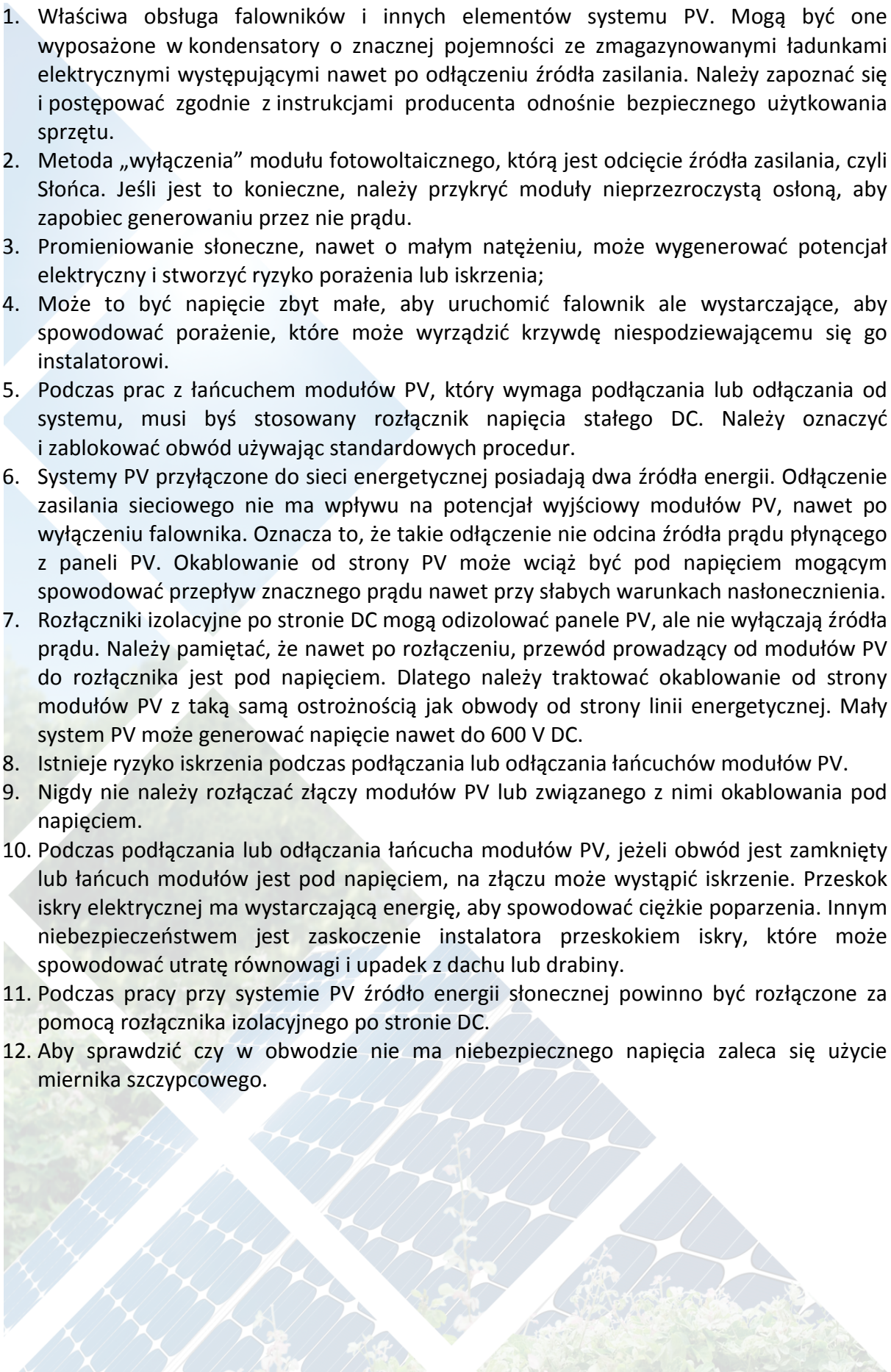
Bezpieczna praca z systemami fotowoltaicznymi, zasady ogólne

Obecnie energia elektryczna dostarczana jest przede wszystkim z sieci elektroenergetycznej będącej w gestii zakładów energetycznych. Z tej przyczyny elektrycy zaznajomieni są przede wszystkim z instalacjami i systemami zasilanymi prądem przemiennym z sieci. Pracując z systemami PV należy brać pod uwagę dwa źródła energii: sieć zewnętrznego dostawcy energii i system fotowoltaiczny.

Wyłączenie zasilania sieciowego nie powoduje, że system fotowoltaiczny przestaje produkować energię. W systemach PV prace prowadzone są na źródle prądu (moduł fotowoltaiczny i powiązane z nim okablowanie) i jest to z gruntu różne od pracy na odłączonym od sieci obwodzie elektrycznym. Nawet słabe warunki oświetlenia mogą wygenerować potencjał elektryczny mogący spowodować porażenie lub przeskok iskry. Porażenie takie jest bardzo niebezpieczne ponieważ może spowodować dodatkowo upadek instalatora z dachu lub drabiny.

Pracując z systemami PV należy przestrzegać wszystkich procedur dotyczących pracy z obwodami elektrycznymi (podstawowe przedstawiono w punkcie 4.1) zwracając szczególną uwagę na sprawy charakterystyczne dla systemów PV takie jak:

1. Właściwa obsługa falowników i innych elementów systemu PV. Mogą być one wyposażone w kondensatory o znacznej pojemności ze zmagazynowanymi ładunkami elektrycznymi występującymi nawet po odłączeniu źródła zasilania. Należy zapoznać się i postępować zgodnie z instrukcjami producenta odnośnie bezpiecznego użytkowania sprzętu.
2. Metoda „wyłączenia" modułu fotowoltaicznego, którą jest odcięcie źródła zasilania, czyli Słońca. Jeśli jest to konieczne, należy przykryć moduły nieprzezroczystą osłoną, aby zapobiec generowaniu przez nie prądu.
3. Promieniowanie słoneczne, nawet o małym natężeniu, może wygenerować potencjał elektryczny i stworzyć ryzyko porażenia lub iskrzenia;
4. Może to być napięcie zbyt małe, aby uruchomić falownik ale wystarczające, aby spowodować porażenie, które może wyrządzić krzywdę niespodziewającemu się go instalatorowi.
5. Podczas prac z łańcuchem modułów PV, który wymaga podłączania lub odłączania od systemu, musi byś stosowany rozłącznik napięcia stałego DC. Należy oznaczyć i zablokować obwód używając standardowych procedur.
6. Systemy PV przyłączone do sieci energetycznej posiadają dwa źródła energii. Odłączenie zasilania sieciowego nie ma wpływu na potencjał wyjściowy modułów PV, nawet po wyłączeniu falownika. Oznacza to, że takie odłączenie nie odcina źródła prądu płynącego z paneli PV. Okablowanie od strony PV może wciąż być pod napięciem mogącym spowodować przepływ znacznego prądu nawet przy słabych warunkach nasłonecznienia.
7. Rozłączniki izolacyjne po stronie DC mogą odizolować panele PV, ale nie wyłączają źródła prądu. Należy pamiętać, że nawet po rozłączeniu, przewód prowadzący od modułów PV do rozłącznika jest pod napięciem. Dlatego należy traktować okablowanie od strony modułów PV z taką samą ostrożnością jak obwody od strony linii energetycznej. Mały system PV może generować napięcie nawet do 600 V DC.
8. Istnieje ryzyko iskrzenia podczas podłączania lub odłączania łańcuchów modułów PV.
9. Nigdy nie należy rozłączać złączy modułów PV lub związanego z nimi okablowania pod napięciem.
10. Podczas podłączania lub odłączania łańcucha modułów PV, jeżeli obwód jest zamknięty lub łańcuch modułów jest pod napięciem, na złączu może wystąpić iskrzenie. Przeskok iskry elektrycznej ma wystarczającą energię, aby spowodować ciężkie poparzenia. Innym niebezpieczeństwem jest zaskoczenie instalatora przeskokiem iskry, które może spowodować utratę równowagi i upadek z dachu lub drabiny.
11. Podczas pracy przy systemie PV źródło energii słonecznej powinno być rozłączone za pomocą rozłącznika izolacyjnego po stronie DC.
12. Aby sprawdzić czy w obwodzie nie ma niebezpiecznego napięcia zaleca się użycie miernika szczypcowego.



Bezpieczeństwo elektryczne w systemach PV – dobór komponentów i ich wpływ na bezpieczeństwo

Wymagania instalacyjne

Podstawowym standardem dla instalacji układów elektrycznych do 1000V napięcia przemiennego w budynkach jest norma PN-IEC 60364 i należy ją stosować również do systemów PV. Zawiera ona między innymi regulacje dotyczące ochrony przed porażeniem elektrycznym (część 4-41), ochrony przed prądem przetężeniowym (część 4-43), doboru i montażu wyposażenia elektrycznego – oprzewodowanie (część 5-52) oraz ochrony przed przepięciami atmosferycznymi lub łączeniowymi i ochrony przed zaburzeniami napięciowymi i zaburzeniami elektromagnetycznymi (części 4-443 i 4-444) oraz w części 7-712:2007 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania wprowadza: HD 60364-7-712:2005/AC:2006 [IDT], HD 60364-7-712:2005 [IDT] zastępuje: PN-HD 60364-7-712:2006.

Generator PV

Moduły PV muszą spełniać następujące normy:

- IEC 61215 dla modułów krystalicznych,
- IEC 61646 dla modułów cienkowarstwowych,
- IEC 61730 – w zakresie bezpieczeństwa modułow PV.

Moduły muszą mieć znak CE.

Wszystkie parametry komponentów po stronie DC (kable, izolatory / rozłączniki, przełączniki, bezpieczniki, itp.) muszą być pochodną maksymalnego napięcia i prądu odpowiedniej części generatora PV z którą współpracują. Należy uwzględnić prądy i napięcia wynikające z szeregowych/równoległych połączeń modułów tworzących tablicę PV. Muszą być brane pod uwagę maksymalne moce poszczególnych modułów. Moce te wynikają z dwóch parametrów podawanych dla każdego modułu przez producentów; napięcia obwodu otwartego Voc, oraz prądu zwarcia Isc. Producenci podają te wartości zmierzone w standardowych warunkach testowych (STC) tj. przy natężeniu promieniowania 1000 W/m², liczbie masowej atmosfery AM1,5 i temperaturze ogniwa 25°C. Przy pracy nie w warunkach STC wartości te mogą być inne i dlatego do określenia wartości maksymalnych zaleca się następujące mnożniki:

1) Dla modułów krzemowych mono i multikrystalicznych wszystkie komponenty DC muszą być wymiarowane na:
   - napięcie: Voc (STC) x 1,15,
   - prąd: Isc (STC) x 1,25.
2) Oznacza to, że dla N równolegle połączonych łańcuchów, gdy każdy łańcuch składa się z M połączonych szeregowo modułów, główne kable DC muszą być wymiarowane na:
   - napięcie: Voc (STC) x M x1,15,
   - prąd: Isc (STC) x N x 1,25.
3) Dla innych modułów – wszystkie komponenty DC muszą być wymiarowane co najmniej na podstawie:
   - najmniej korzystnych obliczeń Voc i Isc podanych przez producenta w zakresie temperatur od -15°C do 80°C i dla natężenia promieniowania do 1250 W/m²,
   - obliczeń możliwego wzrostu Voc i Isc podczas eksploatacji systemu.

Ochrona przeciwporażeniowa

Ochrona podstawowa oznacza, że części czynne system PV, które są pod napięciem, nie mogą być w zasięgu dotyku a części przewodzące dostępne nie powinny znajdować się pod wyczuwalnym napięciem względem ziemi. Taka ochrona jest zwykle gwarantowana przez podstawową izolację i/lub odpowiednie rozwiązania konstrukcyjne np. osłony. Dodatkowo norma PN-IEC60364 wymaga ochrony przed porażeniem elektrycznym nawet w przypadku uszkodzenia „podstawowej izolacji". W przypadku awarii, musi być pewność, że niebezpieczne napięcie nie pojawi się na elementach, które mogą być dotknięte np. na obudowie urządzenia. Najprostszymi do zastosowania metodami zabezpieczającymi w systemach PV są izolacja ochronna i stosowanie obwodów bardzo niskiego napięcia SELV. Rekomendowane jest używanie modułów z izolacją zabezpieczającą klasy II.

Takie moduły pozwalają na osiągnięcie wyższych napięć generatora PV i przez to generalne lepszych współczynników sprawności. Ryzyko przebić do ziemi dla tych modułów jest minimalne więc ochrona przeciążeniowa na przewodach łańcuchów i na modułach jest prosta. Zalecane jest również uziemiane metalowych części, aby uniknąć porażenia na skutek kontaktu ciała z niebezpiecznym napięciem na urządzeniach.

Jeżeli system PV nie posiada elektrycznej separacji pomiędzy stroną stało- i zmiennoprądową (np. zawiera beztransformatorowy falownik), i posiada urządzenie różnicowo prądowe, musi ono być zgodne ze specyfikacją dla typu B zgodnie z normą PN-IEC 60755 i musi również reagować na uchyby prądowe ze składową stałą. Do zagwarantowania ochrony przed bezpośrednim dotykiem musi ono być ustawione na wykrywanie uchybów prądu o wartości do 30mA.

4.3. Zasady bezpieczeństwa dotyczące konserwacji instalacji fotowoltaicznej

Ochrona przed przeciążeniem i zwarciami

Moduły i kable DC

Jeśli kable od generatora PV zostały prawidłowo zwymiarowane, to są one automatycznie zabezpieczone przed zwarciem na zaciskach wejściowych falownika, ponieważ generator PV pracuje jako źródło prądowe. Prawidłowe wymiarowanie przewodów oznacza:

- dobór średnicy przewodu gwarantującej odpowiednie wartości gęstości prądu przy ciągłym przewodzeniu prądu o wartości co najmniej 1,25 razy większej niż znamionowy prąd zwarciowy w warunkach STC, odpowiednio dla łańcucha lub tablicy modułów przy dowolnej lokalizacji systemu;
- parametry głównych kabli energetycznych mają pozwalać na pracę jak wyżej przy obciążeniu prądem 1.25 razy większym niż nominalny prąd zwarciowy całego generatora PV w warunkach STC.

Jeśli powyższe warunki nie są spełnione, to należy stosować przeciążeniową ochronę przewodów.

W konwencjonalnych konstrukcjach generatorów, bezpieczniki „łańcuchowe" mogą być pominięte w systemach z modułami o znamionowych prądach zwarcia ok. 3.5 A i odpornymi na temperaturę przewodami połączeniowymi o przekroju 2.5 mm^2. Jeśli moduły mają większe nominalne prądy zwarciowe, liczba łańcuchów łączonych razem równolegle bez bezpiecznika musi być zmniejszona.

Największa dopuszczalna wartość prądu zwrotnego wg normy IEC 61730-2 dla modułu PV wynosi 2-2,6 x Isc (I_{sc} – prąd zwarciowy). Prąd zwrotny zależy od liczby połączonych równolegle łańcuchów modułów PV i już w przypadku trzech łańcuchów osiągnie określoną w normie wartość. W tym przypadku zastosowanie ochrony przetężeniowej jest uzasadnione. Prądy zwrotne powodują przyrost temperatury modułu lub jego części i w skrajnym przypadku mogą doprowadzić do jego termicznego zniszczenia, a także pojawienia się łuku elektrycznego DC.
Przy zabezpieczaniu przed prądami zwrotnymi w systemach PV najważniejszy jest dobór prawidłowego typu bezpiecznika – o charakterystyce gPV, który został wprowadzony przez normę IEC 60269-6. Oprócz prawidłowo dobranej charakterystyki, również bardzo ważne jest prawidłowe napięcie znamionowe bezpiecznika, które powinno być wyższe niż najwyższe napięcie w systemie PV. Przy wyborze poziomu prądu znamionowego bezpiecznika musi być spełniona zależność:

$$1{,}4 x I_{SC} \leq I_n \leq 2{,}4 x I_{SC}$$

gdzie, I_{sc} – to jest znamionowy prąd zwarciowy modułów PV (podany przez producenta modułów), a I_n – to prąd znamionowy bezpiecznika.

Urządzenia rozłączające

Urządzenia rozłączające po stronie DC, takie jak przełączniki, rozłączniki obwodów i bezpieczniki muszą być pochodną maksymalnego napięcia i prądu odpowiedniej części generatora PV z którą współpracują, aby elektryczne łuki rozłączeniowe były wygaszane w sposób bezpieczny.

Skrzynki połączeniowe

Sposób i jakość połączeń pomiędzy komponentami system PV ma bardzo duży wpływ na poprawne działanie całego systemu i bezpieczeństwo. Większości z usterek można uniknąć przez zastosowanie przemysłowych zacisków sprężynujących lub specjalnie zaprojektowanych łączników wtyczkowych. Dobra skrzynka przyłączeniowa modułów PV powinna:

- umożliwiać prostą metodę łączenia z użyciem zacisków sprężynujących lub połączeń wtyczkowych,
- mieć wodoszczelne przepusty przewodów z mechanicznym dopasowaniem kształtu,
- umożliwiać wprowadzenie przewodów prowadzonych z modułu na dół w każdej dozwolonej pozycji montażu modułu,
- być wykonana z trudnopalnych materiałów,
- spełniać wymagania klasy ochrony co najmniej IP54.

Strona AC

Na kablach zmiennoprądowych pomiędzy falownikem a punktem przyłączenia do sieci musi być zainstalowany rozłącznik oraz odpowiednie zabezpieczenia nadprądowe.

Bezpieczna praca z akumulatorami

Praca z systemami PV wyposażonymi w akumulatory może być najbardziej niebezpieczną częścią prac instalacyjnych i konserwacyjnych instalacji PV.

Akumulatory mogą być niebezpieczne!

W normie EN 50272-2:2007 i jej odpowiednikach krajowych, określono wymagania dotyczące bezpieczeństwa baterii wtórnych i instalacji baterii – Część 2: Baterie stacjonarne. Dotyczy akumulatorów stacjonarnych o napięciu maksymalnym 1500V: kwasowo ołowiowych i niklowo kadmowych. Ustalono wymagania dotyczące bezpieczeństwa związane z montażem, użytkowaniem, kontrolą, konserwacją i likwidacją.

Należy upewnić się czy wszyscy pracownicy rozumieją niebezpieczeństwa i zasady bezpieczeństwa dotyczące systemów z akumulatorami:

- obowiązkowe jest zapoznanie się z zaleceniami producenta w sprawach dotyczących prawidłowego obchodzenia się z akumulatorami, ich instalacją i utylizacją,
- typowymi akumulatorami były do niedawna akumulatory kwasowo-ołowiowe. Obydwie te substancje chemiczne są niebezpieczne. Ołów może powodować upośledzenie zdolności rozrodczych, a kwas może powodować ciężkie poparzenia. Obecnie coraz częściej używane są akumulatory żelowe i litowo-jonowe,
- należy zapobieć iskrzeniu na/przy zaciskach przyłączeniowych akumulatorów,
- przed przystąpieniem do serwisowania lub innych prac z bateriami akumulatorów należy rozłączyć obwód napięcia stałego DC pomiędzy akumulatorami i falownikem,
- baterie akumulatorów mogą magazynować bardzo duży ładunek elektryczny, który może powodować niebezpieczeństwo łuku elektrycznego. Metalowe narzędzia i biżuteria osobista mogą spowodować iskrzenie prowadzące do ciężkich poparzeń i eksplozji akumulatora. Należy zdjąć biżuterię i używać tylko odpowiednich narzędzi podczas pracy z akumulatorami,
- podczas pracy z akumulatorami zaleca się stosowanie ochrony oczu,
- zużyte akumulatory należy uważać za niebezpieczne i powinny one zostać w odpowiedni sposób poddane recyclingowi.

Ochrona odgromowa

Instalując system fotowoltaiczny na dachu budynku należy rozważyć ochronę przed bezpośrednim oddziaływaniem prądu piorunowego (LPS – Lightning Protection System – zabezpieczenie odgromowe) oraz zwrócić szczególną uwagę na ograniczania prądów i napięć udarowych w instalacji elektrycznej oraz obwodach stałoprądowych. Tylko takie kompleksowe potraktowanie zagadnienia ochrony odgromowej i przepięciowej może zapewnić ochronę i bezawaryjne działanie systemów fotowoltaicznych. Zainstalowane zgodnie ze sztuką systemy PV nie zwiększają niebezpieczeństwa uderzenia pioruna, jeśli nie wystają znacząco ponad pierwotną wysokość budynku. Dlatego gdy system PV instaluje się na dachu, dodatkowa ochrona odgromowa dla domu nie jest zwykle potrzebna. Należy jednak rozważyć czy instalacja odgromowa chroniąca system PV powinna być zastosowana. Zależy to przede wszystkim od oceny ryzyka wystąpienia takiego zagrożenia oraz od wymagań dotyczących np. ubezpieczenia systemu PV.

Środki bezpieczeństwa przy pracy na wysokości

Ryzyko pracy na wysokości

Jeśli planowane są prace na wysokości musi zostać przygotowana ocena ryzyka. Powinna ona uzupełnić ogólną ocenę bezpieczeństwa i ochrony zdrowia. Nie należy przesadnie komplikować tego procesu. Ryzyko związane z pracą na wysokości jest zwykle powszechnie znane i większość potrzebnych środków jego kontroli jest łatwych do zastosowania.

Prawo nie wymaga całkowitej eliminacji zagrożeń, ale instalator jest zobowiązany do ochrony ludzi poprzez zminimalizowania ryzyka w rozsądny sposób, możliwy do wprowadzenia w życie.
Jeśli praca na wysokości jest nieunikniona należy:

- użyć istniejącego bezpiecznego dostępu do miejsca pracy na wysokości. Nie szukać „skrótów" jeśli bezpieczny dostęp już istnieje, taki jak stałe schody lub platforma z barierkami;
- zapewnić pracownikom lub samemu używać sprzętu do zapobiegania upadkom, takich jak rusztowania, podesty ruchome lub podnośniki koszowe posiadające barierki zabezpieczające;
- zminimalizować wysokość i konsekwencje upadku, np. przez organizację krótkich prac na niedużej wysokości.

Podesty ruchome

Instalator musi posiadać umiejętność wznoszenia i rozmontowywania rusztowań, musi zawsze zapoznać się i przestrzegać instrukcji producenta i w żadnym przypadku nie może używać sprzętu w sposób przekraczający jego możliwości. Konstrukcje powszechnie znane, takie jak rusztowania lub podesty ruchome są zbudowane z prefabrykowanych komponentów wykonanych głównie ze stopów aluminium lub włókna szklanego. Koła lub nogi podestu lub rusztowania muszą opierać się na twardym podłożu. Podpory muszą zostać rozłożone zgodnie z zaleceniami producenta.

Podnośniki koszowe

Podnośniki koszowe zapewniają bezpieczny sposób pracy na wysokości, ponieważ:

- umożliwiają szybki i prosty sposób dostępu do miejsca prowadzenia montażu,
- posiadają barierki zabezpieczające i ograniczenia krawężnikowe zapobiegające upadkowi,
- mogą być używane zarówno na zewnątrz, jak i wewnątrz pomieszczeń,
- obejmują różne typy, takie jak żurawie wysięgnikowe, podnośniki nożycowe i podnośniki koszowe montowane na pojazdach.

Drabiny

Drabiny powinny być używane jedynie to zadań o małym stopniu ryzyka i do prac o krótkim czasie trwania. Drabiny klasyfikowane są ze względu na sposób użycia: do użytku handlowego i lekkiego przemysłowego; do użytku przy pracach ciężkich i przemysłowych; do użytku domowego. Producent musi zawsze podać informację o specyfikacji swoich drabin i określić maksymalne obciążenie robocze. Użytkownicy powinni być przeszkoleni i poinstruowani odnośnie bezpiecznego użytkowania drabin.

Środki ochrony indywidualnej

Przeznaczeniem środków ochrony indywidualnej jest ochrona pracowników przed ryzykiem urazu, poprzez stworzenie osłony chroniącej przed zagrożeniem w miejscu pracy. Nie są one substytutem dobrego nadzoru inżynieryjnego, administracyjnego lub dobrej praktyki pracy, lecz powinny być używane w połączeniu z tymi środkami nadzoru, aby zapewnić bezpieczeństwo i ochronę zdrowia pracowników.

Pracodawcy powinni zapewnić i sfinansować wyposażenie w środki ochrony indywidualnej, które są potrzebne pracownikowi, aby bezpiecznie pracować. Pracodawca musi upewnić się, że pracownicy używają tych środków oraz utrzymują je w stanie czystym i sprawnym.

Ochrona przeciwpożarowa

Instalacja systemu PV na budynku może mieć wpływ na bezpieczeństwo pożarowe:

- przy instalacjach dachowych, moduły systemu PV powinny być zainstalowane ponad niepalnym pokryciem dachowym za pomocą systemu montażowego odpowiedniego do konstrukcji i pokrycia dachu, a pozostałe elementy systemu PV w miejscach spełniające warunki określone przez ich producentów;
- nie należy instalować lub używać modułów PV w pobliżu miejsc niebezpiecznych, w których występują palne gazy.

Inne zagrożenia dotyczące systemów PV

1) W odróżnieniu od materiałów pokrycia dachowego lub fasadowego, moduły PV są często wykonane z użyciem laminowanego szkła hartowanego. Oznacza to, że elementy szklane nie tłuką się w momencie uszkodzenia i mogą spaść w formie jednej tafli.
2) Krawędzie modułów PV, szczególnie w miejscach odsłoniętych, mogą być ostre.
3) Pomimo, iż nie są to ilości stanowiące zagrożenie w czasie montażu i użytkowania, niektóre wyroby fotowoltaiczne zawierają kadm, który może stworzyć ryzyko wystąpienia szkodliwego pyłu, w przypadku zmiażdżenia produktu w trakcie utylizacji.
4) Moduły PV produkują prąd elektryczny, gdy są wystawione na działanie światła słonecznego i nie mogą zostać wyłączone. Oznacza to, że instalacja systemów fotowoltaicznych często odbywa się gdy obwody elektryczne znajdują się pod napięciem.
5) Moduły PV produkują napięcie stałe DC, odmienne od napięcia przemiennego AC. Napięcie stałe może powodować iskrzenie w szczelinie powietrznej o szerokości kilku milimetrów (zależnie od napięcia) do momentu odłączenia napięcia lub powiększenia szczeliny. Iskrzenie to może powodować ryzyko pożaru i/lub powstania znacznych szkód.
6) Prąd zwarciowy w okablowaniu modułu PV jest zwykle niewiele wyższy od prądu roboczego. Oznacza to, że po stronie DC muszą być stosowane inne zabezpieczenia niż po stronie AC, a od właściwego ich doboru zależy bezpieczeństwo pracy całego systemu.
7) Nieprawidłowo uziemiona instalacja PV może być przyczyną wystąpienia na dostępnych częściach przewodzących niebezpiecznego dla życia napięcia stałego DC.
8) System PV może być opisany jako "niskonapięciowy", nawet jeśli generuje napięcie do 1500 V. Napięcie 60V DC przy dotknięciu zwykle uważa się za wystarczające do wystąpienia ryzyka porażenia (wartość ta zależy od warunków środowiskowych).
9) Ryzyko poparzenia jest zwykle znacząco zwiększone, jeśli moduł PV lub instalacja są uszkodzone.
10) W celu zmaksymalizowania wydajności moduły PV są zwykle montowane w miejscach nieosłoniętych. Oznacza to, że zagrożeniem może być niska temperatura, wiatr i opady w czasie montażu i konserwacji.
11) Elementy modułów PV mogą nagrzewać się do wysokich temperatur (ok. 80°C) w czasie normalnej pracy.
12) Powierzchnia modułów PV może odbijać znaczne ilości padającego na nie światła słonecznego, co może spowodować uszkodzenie wzroku.

4.4. Program konserwacji instalacji fotowoltaicznej

Kontrola systemu

Pomiary testowe powinny być poprzedzone wstępnymi oględzinami systemu, których należy dokonać jeszcze przed włączeniem zasilania instalacji. Oględziny powinny być przeprowadzone zgodnie z wymaganiami normy IEC 60364-6. Zasady ich przeprowadzenia zostały opisane w rozdziale 4.11. Warunki odbioru i dokumentacja techniczna instalacji M2.U2. Montaż instalacji fotowoltaicznych.

Test systemu

Testowanie instalacji elektrycznej systemu PV musi być przeprowadzone zgodnie z wymaganiami normy IEC 60364 – 6. Przyrządy pomiarowe i monitorujące oraz metody pomiarów są wybierane zgodnie z odpowiednimi częściami normy IEC 61557 i IEC 61010. Jeśli jest używany inny sprzęt pomiarowy, powinien on zapewnić równoważny poziom jakości i bezpieczeństwa. Metody badań opisane w tym paragrafie są podane jako metody referencyjne; inne metody nie są wykluczone, pod warunkiem, że pozwalają na uzyskanie porównywalnych wyników.
Wszystkie testy powinny być odpowiednio przeprowadzane i powinny być wykonane w kolejności określonej na liście.
W przypadku wyniku pomiaru wskazującego na błąd, usterka musi zostać naprawiona a pomiar powtórzony oraz wszystkie poprzednie pomiary powinny być powtórzone w przypadku, gdy wykryta usterka wpływała na wynik tych pomiarów.
W przypadku jakiegokolwiek badania wskazującego niezgodność z wymaganiami, badanie to i wszystkie poprzednie badania, które mogą być pod wpływem błędu należy powtórzyć.

Systemy testowe i dodatkowe badania

System testowy, który jest stosowany w systemie fotowoltaicznym musi być odpowiedni do skali, typu, miejsca i złożoność danego systemu. Dokument ten definiuje dwa systemy testowe, wraz z szeregiem dodatkowych testów, które mogą być także wykonywane, gdy standardowa sekwencja jest zakończona.

Konserwacja / Inspekcja

Instalator PV powinien:

1) Mieć na uwadze, że systemy PV nie są "bezobsługowe"; wymagają one okresowej inspekcji aby upewnić się, że działają one poprawnie i że nie wystąpiły usterki bądź uszkodzenia;
2) Przeprowadzić czynności konserwacyjne i testy zalecane przez producenta;
3) Sprawdzić zarejestrowane dane pod kątem niespodziewanych wartości;
4) Przygotować listę kontrolną akcji serwisowych i inspekcji przed odwiedzeniem systemu;
5) Spisać wszystkie potrzebne narzędzia i sprzęt, który należy zabrać ze sobą aby uniknąć niepotrzebnych, ponownych wizyt;
6) Skalibrować instrumenty pomiarowe, jeśli to konieczne;
7) Używać odpowiednich środków ochrony osobistej (patrz: porady odnośnie instalacji);

8) Wyłączyć obwody spod napięcia przed rozpoczęciem pracy z nimi;
9) Zasłonić panele PV, jeśli to konieczne nieprzezroczystym nakryciem; pracować w nocy (używając odpowiedniego oświetlenia);
10) Pamiętać, że wyłączenie głównego łącznika napięcia nie powoduje, że moduły PV przestają produkować prąd;
11) Wziąć pod uwagę, że falownik PV posiada kondensatory o znacznej pojemności, które mogą pozostać naładowane, nawet po odcięciu źródła zasilania;
12) Sprawdzić cęgowym miernikiem czy w obwód nie jest pod napięciem przed przystąpieniem do pracy z zestawem PV;
13) Oczyścić moduły PV z kurzu i brudu, używając wody. Nie stosować detergentów, szorstkich szczotek, ani ostrych narzędzi;
14) Sprawdzić moduły na obecność uszkodzeń (np. pęknięć) podczas czyszczenia;
15) Sprawdzić czy rama montażowa nie nosi śladów korozji;
16) Poszukać nowych źródeł zacieniania, które nie były brane pod uwagę w czasie instalacji;
17) Przyciąć pobliskie drzewa, jeśli to konieczne;
18) Sprawdzić czy nie ma luźnych połączeń i korozji;
19) Porównać moc wyjściową AC systemu w danym momencie ze spodziewaną wartością, używając podstawowych wzorów przeliczeniowych dla nasłonecznienia i temperatury;
20) Sprawdzić i uzupełnić elektrolit w akumulatorach (w systemach autonomicznych);
21) Najszybciej jak to możliwe wymienić uszkodzone lub niesprawne elementy systemu.

4.5. Monitorowanie właściwości systemu fotowoltaicznego – wytyczne i wymagania pomiarowe oraz ich analiza

Monitorowanie parametrów pracy systemów PV jest konieczne w celu porównania parametrów projektowych z rzeczywistymi czy, bardziej zaawansowane, oszacowanie wpływu konkretnych warunków klimatycznych i pogodowych odpowiadających lokalizacji gdzie zainstalowany został system, na jego uzysk energetyczny czy szybkość procesów degradacyjnych w zależności od zastosowanych technologii. Podejście takie może być użyteczne dla bardziej precyzyjnego projektowania niezawodnych i wydajniejszych systemów PV.
Celem niniejszego opracowania jest zdefiniowanie zaleceń dla efektywnego monitorowania i analizy zbieranych danych w celu określenia jakości instalacji PV podłączonej do sieci energetycznej i ewentualnej diagnostyki nieprawidłowości w jego funkcjonowaniu.
Pod względem formalnym wymagania dotyczące monitorowania systemów PV – pomiarów, wymiany danych i ich analizy – określone zostały w normie IEC 61724 (*Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis*).

Monitorowanie systemu PV

Cel:
- porównanie parametrów projektowych (np. predykcji energii) z rzeczywistymi,
- oszacowanie wpływu konkretnych warunków klimatycznych i pogodowych odpowiadających lokalizacji gdzie zainstalowany został system (bardziej zaawansowane), na jego uzysk energetyczny,

- szybkość procesów degradacyjnych w zależności od zastosowanych technologii.

Efekt:

- diagnostyka błędów w funkcjonowaniu systemu PV,
- precyzyjniejsze projektowanie niezawodnych i wydajniejszych systemów PV.

Pod względem formalnym wymagania dotyczące monitorowania systemów PV:

- pomiarów, wymiany danych i ich analizy – określone zostały w normie IEC 61724 (Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis).

Wykorzystanie danych z monitoringu z IEC 61724

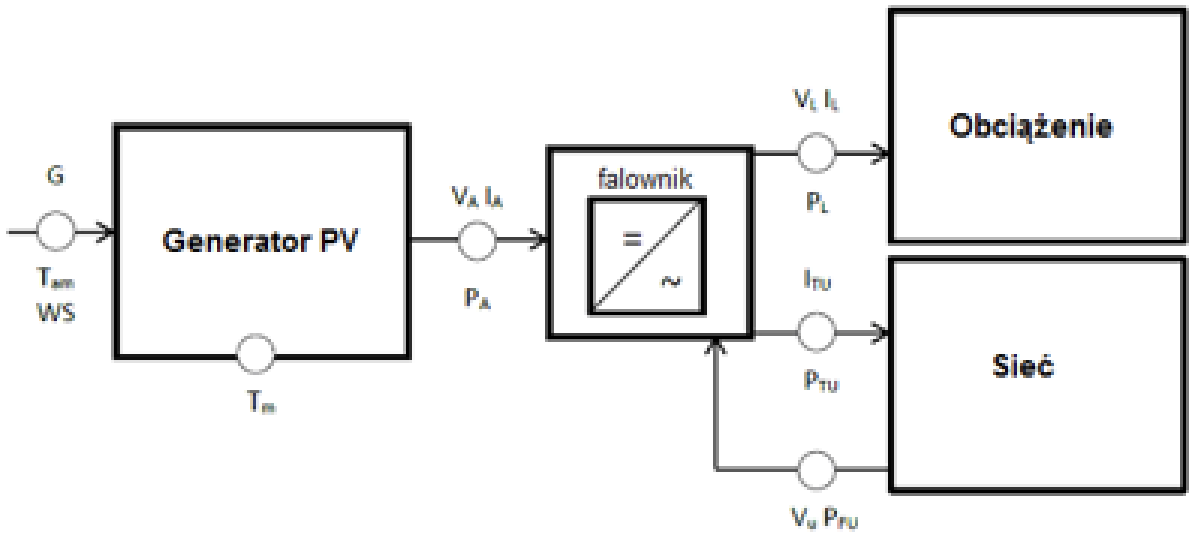
Przyrządy i czujniki pomiarowe użyte w systemie monitorującym powinny spełniać wymagania normy IEC 61724. W szczególności wymóg ten dotyczy większych systemów PV. W przypadku mniejszych systemów, przy zazwyczaj bardzo ograniczonym budżecie, tańsze i niższej jakości elementy mogą być jedyną dostępną opcją, jednak nawet i w takiej sytuacji monitoring systemu jest rekomendowany.

W opracowaniu wyszczególnione zostały procedury wykorzystywane w celu monitorowania jakości, niezawodności, rejestrowania danych, łącznie ze zdarzeniami, które powinny być rejestrowane oraz zalecane procedury kontroli jakości systemu.

Parametry w zależności od założonego celu i zaawansowania systemu monitorującego:

1. Ocena jakości technologii PV zastosowanych w systemie:
   a) monitoring podstawowy,
   b) monitoring zaawansowany (analityczny).
2. Diagnostyka systemu.
3. Degradacja i analiza niepewności parametrów systemu w czasie.
4. Zrozumienie źródeł i zmniejszenie strat w systemie poprzez porównanie otrzymanych danych z danymi uzyskanymi z modelowania (predykcji).
5. Predykcja uzysku energetycznego (I nie tylko) systemu PV.
6. Wzajemne oddziaływanie systemu PV i sieci energetycznej.
7. Integracja rozproszonej generacji, magazynowanie energii i kontrola obciążenia (poboru energii).

Na rys. 5.1. Przedstawiono system fotowoltaiczny z zaznaczeniem wszystkich istotnych parametrów mierzonych w przypadku zaawansowanego monitoringu.



Rys. 5.1. System fotowoltaiczny z zaznaczeniem wszystkich istotnych parametrów mierzonych w przypadku zaawansowanego monitoringu

Źródło: Opracowanie własne PTPV.

W przypadku, gdy falownik wyposażony jest w funkcje umożliwiające monitoring systemu istotna jest weryfikacja dokładności zastosowanych czujników zgodnie z zaleceniami podanymi w dalszej części opracowania. Współczesne falowniki zazwyczaj umożliwiają pomiar napięcia A.C. i D.C., prądu i mocy generatora PV oraz mocy pobieranej i oddawanej z i do sieci. Taka funkcjonalność falownika redukuje liczbę potrzebnych dodatkowych czujników, a więc obniża również koszt systemu monitorującego, jednak w niektórych przypadkach konieczna może być weryfikacja dokładności wykonywanych pomiarów na zgodność z wymaganiami normy IEC 61724. Niestety zdecydowana większość dostępnych na rynku falowników nie spełnia takich wymagań, co ogranicza możliwości oceny jakości systemów PV na podstawie analizy z wykorzystaniem pozyskiwanych przez nie danych. Monitorowanie takich parametrów jak napięcie, prąd i moc z wykorzystaniem falownika nie jest zalecane w sytuacjach związanych np. z decyzjami finansowymi czy pomiarami dla celów określonych w umowach handlowych czy konsumenckich.

Pomiar natężenia promieniowania słonecznego

Wyjściowa moc elektryczna systemu PV jest bezpośrednio zależna od poziomu natężenia promieniowania padającego na powierzchnię modułów generatora PV. Stąd, by mieć możliwość oceny czy system PV pracuje zgodnie z założeniami projektowymi, sprawą zasadniczą jest pomiar natężenia oraz wyznaczenie energii promieniowania słonecznego. Zgodnie z definicją natężenie promieniowania jest to chwilowa wartość mocy promieniowania padającego na jednostkę powierzchni wyrażana w W/m^2 natomiast energia promieniowania lub nasłonecznienie, wyrażane w Wh/m^2 lub kWh/m^2, jest wartością energii promieniowania padającą na jednostkę powierzchni w ściśle określonym okresie czasu (np. dzień, tydzień, miesiąc, rok).

W przypadku rygorystycznych wymagań zaleca się by pomiar natężenia promieniowania w płaszczyźnie pola modułów PV wykonywany był zgodnie z normą IEC 61724 z wykorzystaniem odpowiednio kalibrowanego czujnika – ogniwa lub pyranometru. Jeżeli wykorzystywane jest ogniwo lub moduł powinno być ono wykalibrowane i utrzymywane

zgodnie z normą IEC 60904-2 (ogniwo) lub IEC60904-6 (moduł). Jeżeli jest to możliwe zaleca się aby był to element dopasowany pod względem swojej czułości spektralnej do modułów, z których składa się pole modułów systemu PV. W praktyce zaleca się stosowanie krzemowych czujników dla systemów złożonych z modułów krzemowych lub moduł tego samego typu co użyte w systemie PV w przypadku innych technologii. W drugim przypadku możliwe jest też stosowanie czujników krzemowych wyposażonych przez producenta w odpowiedni filtr optyczny. Dokładność czujników, włączając w to układ pomiarowy, zgodnie z normą IEC 61724 powinna być nie gorsza niż 5%.
Pomiar nasłonecznienia bezpośrednio w miejscu instalacji pozwala na najwyższą dokładność, przy założeniu poprawnej kalibracji, instalacji i zachowaniu właściwych procedur utrzymania czujników.
Większość wyższej klasy pyranometrów wymaga okresowej rekalibracji (typowo co dwa lata) co wymaga ich zdemontowania z systemu w celu wysłania do odpowiedniej instytucji wykonującej tego typu usługi. W takim przypadku należy uwzględnić możliwe przerwy lub braki w zbieraniu danych z systemu monitorującego.
Bez względu na rodzaj czujnika i jego klasę, lokalizacja jego instalacji w systemie powinna odpowiadać warunkom nasłonecznienia pola modułów PV. Czujnik powinien być umocowany w jednej płaszczyźnie (koplanarnie) z modułami PV z maksymalną odchyłką nie przekraczającą 2^{o} w obszarze, w którym nie występują zacienienia (nawet jeżeli zdarza się, że część pola modułów pozostaje zacieniona). Możliwy powinien także być dostęp do czujnika w celu regularnego czyszczenia.

Inne metody pozyskiwania parametrów nasłonecznienia

Chociaż generalnie zaleca się, w szczególności w przypadku większych systemów PV, korzystanie z czujników, które spełniają normy IEC 61724, to jednak czujniki niższej klasy lub dane pochodzące z innego niż własne pomiary źródła – w szczególności do pomiarów parametrów meteorologicznych – mogą być niejednokrotnie jedyną możliwą opcją w przypadku małych niskobudżetowych systemów. Pamiętać jednak należy, że wartość pozyskiwanych w ten sposób danych o monitorowanym systemie może posiadać niższą wartość tak badawczą jak i diagnostyczną.
W przypadku małych systemów PV (typowo < 5kWp), natężenie promieniowania słonecznego w płaszczyźnie pola modułów może być bądź (1) mierzone w miejscu instalacji (zalecane) bądź (2) mierzone w innej pobliskiej, reprezentatywnej lokalizacji bądź (3) wyznaczane z pomiarów pochodzących z oddalonych lokalizacji i/lub wyliczane na podstawie kombinacji danych pochodzących z pomiarów naziemnych i danych satelitarnych w zależności od wymaganej dla monitoringu dokładności.
Wykorzystanie danych satelitarnych może być efektywne w celu określenia promieniowania w płaszczyźnie pola PV w takich przypadkach gdzie wydatki i wymagania techniczne związane z instalacją i utrzymaniem czujnika(ów) nasłonecznienia nie znajdują uzasadnienia. Dane satelitarne nasłonecznienia dotyczą z reguły płaszczyzny poziomej stąd też konieczna jest znajomość metod przeliczania tych danych do płaszczyzny odpowiadającej konkretnemu systemowi PV. Metody te, o ile stosunkowo proste w przypadku składowej bezpośredniej, są jednak bardzo skomplikowane w przypadku składowej rozproszonej promieniowania, i stąd wykraczają poza zakres niniejszego opracowania. Należy przy tym podkreślić, że metoda przeliczania danych satelitarnych, jako zawsze mniej dokładna od bezpośrednich pomiarów, i stąd jest z zasady mniej przydatna np. przy analizie strat systemu PV. Innym mankamentem jest to, że dane satelitarne z zasady nie są podawane z częstością mniejszą niż 1 godzina.

UWAGA: Bezpośredni pomiar parametrów nasłonecznienia w miejscu instalacji jest rozwiązaniem rekomendowanym bez względu na wielkość monitorowanego systemu PV.

Pomiar temperatury otoczenia (powietrza)

Znajomość temperatury powietrza, w połączeniu z pomiarami natężenia promieniowania słonecznego w płaszczyźnie pola modułów PV oraz prędkością wiatru, wykorzystywana jest zazwyczaj w celu oceny strat mocy modułów PV w porównaniu z parametrami określonymi dla warunków standardowych (25°C).

Podobnie jak wcześniej, tutaj również w przypadku najbardziej rygorystycznych wymagań zaleca się pomiar zgodnie z zaleceniami normy IEC 617124. Tak więc pomiar temperatury powietrza powinien być realizowany w miejscu instalacji lub innej reprezentatywnej lokalizacji, przy czym czujnik powinien być umieszczony w osłonie chroniącej go przed bezpośrednim działaniem promieniowania słonecznego a także wiatru. Czujniki temperatury powinny być umieszczone z dala od wszelkich źródeł i, jeżeli to możliwe, na wysokości nie mniejszej niż 1 m nad powierzchnią gruntu (niemiecki dokument DERlab TG 100–01 zaleca położenie nawet 2 m nad gruntem). Dokładność czujników, łącznie z układem kondycjonowania sygnału, zgodnie z IEC 61724 powinna być nie gorsza niż 1°C.

Prędkość wiatru

Wiatr wpływa korzystnie na szybkość wymiany ciepła (konwekcję) wydzielanego się w modułach PV z otaczającym powietrzem. Wzrost prędkości wiatru powoduje spadek temperatury modułów PV. Efekt ten nie jest jednak na tyle znaczący by uznać prędkość wiatru za istotny parametr wymagający monitorowania. Wpływ tego elementu na pracę systemu PV jest znacznie mniej istotny niż wpływ temperatury otoczenia. Ma on jednak znaczenie przy wyznaczaniu zależności dla wyznaczenia temperatury modułów a tym samym i dokładniejszej analizy samego systemu PV w przypadkach gdy nie prowadzony jest bezpośredni pomiar temperatury modułów. Pomiar prędkości wiatru powinien być prowadzony w przypadku systemów PV, w których pole modułów narażone jest na ekstremalne warunki pogodowe.

W tym przypadku również przy wysokich wymaganiach dotyczących monitoring korzystać należy z zaleceń normy IEC 61724. Ta zaleca pomiar prędkości wiatru w miejscu i na wysokości stosowanej do warunków w jakich pracuje system PV. Dokładność czujników powinna być nie gorsza niż 0,5 ms/ dla prędkości wiatru ≤5m/s, i lepsza niż 10% dla prędkości wiatru >5m/s. Idealne miejsce dla instalacji czujnika prędkości wiatru (anemometru), zgodnie z zaleceniami IEC 61215, powinna znajdować się w odległości 1.2 m po zachodniej lub wschodniej stronie i na wysokości 0,7 m powyżej górnej krawędzi pola modułów PV.

Wpływ temperatury na moduł

Pomiar temperatury modułu jest zalecany gdyż jest to parametr mający bezpośredni wpływ na parametry systemu PV. Wpływ ten zależy od zastosowanej technologii PV. Typowo, powszechnie instalowane moduły wykonane z ogniw z krystalicznego krzemu (mono- lub multi-) tracą bardzo znacząco na mocy wyjściowej (~0.5%/^{o}C) wraz ze wzrostem temperatury. Podobnie jak w przypadku pomiaru wcześniej omawianych parametrów tak również i tutaj najbardziej rygorystyczny poziom pomiarów określony jest wymogami normy IEC 61724. Zgodnie z wymienioną normą temperatura modułu powinna być mierzona w miejscach reprezentatywnych dla całego pola modułów z użyciem czujników

umieszczonych na tylnych powierzchniach modułów. Należy przy tym zwrócić uwagę aby obecność czujnika nie wpłynęła w sposób znaczący na temperaturę samego ogniwa, pod którym został on umocowany. Dokładność czujników, razem z układem kondycjonowania i przetwarzania sygnału zgodnie z normą IEC 61724 nie powinna być gorsza niż 1°C.

Parametry elektryczne – napięcie, prąd i moc

Parametry elektryczne systemu PV, zarówno po jego stronie D.C. jak A.C., są najistotniejsze z punktu widzenia działania całego systemu, a w połączeniu z pomiarami parametrów promieniowania słonecznego pozwalają na jego diagnostykę i ocenę. W przypadku dużych systemów, w których pole modułów składa się z wielu podsystemów i łańcuchów, celowy jest pomiar parametrów elektrycznych D.C. i A.C. oddzielnie dla każdego z takich podzespołów, co ułatwia zlokalizowanie wadliwie działających fragmentów systemu. Liczba monitorowanych podzespołów systemu zależy od założonego poziomu monitorowania, natomiast w każdym przypadku muszą być mierzone parametry wyjściowe całego systemu.
Pomiar parametrów elektrycznych po stronie D.C. daje dodatkowe możliwości diagnostyczne w przypadku gdy zdiagnozowane zostało wadliwe działanie całego systemu. Przykładowo: stosunek mocy po stronie A.C. do mocy generowanej po stronie D.C. pozwala określić sprawność falownika a sama wartość mocy D.C. pozwala na obliczenie uzysku energii bezpośrednio na wyjściu generatora PV i jest parametrem zalecanym do oceny stopnia i szybkości degradacji modułów PV. Dodatkowy pomiar napięcia D.C. po porównaniu z wartością teoretyczną (spodziewaną) może być wykorzystany do identyfikacji zwarć modułów/łańcuchów (diagnostyka efektu PID, degradacją indukowana napięciem (ang. *potential induced degradation*)). Pomiar mocy po stronie A.C. w połączeniu z wartościami A.C. prądu i napięcia może być użyty podstawowego oszacowania współczynnika mocy (ang. *power factor*). Ponadto, pomiar napięcia A.C. od strony sieci może być wykorzystany do bezpośredniej diagnostyki przyczyn awarii w przypadku uszkodzenia falownika.
Moc elektryczna może być też wyliczana w czasie rzeczywistym jako iloczyn mierzonych próbek wartości prądu i napięcia bądź też może być mierzona bezpośrednio przy użyciu odpowiedniego czujnika mocy. Zalecany jest bezpośredni pomiar mocy, a jeżeli parametr ten jest wyliczany pośrednio wówczas wartości prądu i napięcia wykorzystane w tym celu muszą być wartościami próbkowanymi jednocześnie i nie mogę być wartościami uśrednianymi. Przy takim podejściu należy zwrócić szczególną uwagę na czas próbkowania i odstęp czasowy (częstość) między próbkowaniem wymienionych parametrów.
Również i w tym przypadku najbardziej rygorystyczne warunki pomiaru określa norma IEC 61724, zgodnie z którą dokładność czujników prądu i napięcia razem z układem kondycjonującym sygnał nie może być gorsza niż 1% podczas gdy dokładność w przypadku stosowania czujnika mocy powinna być nie gorsza niż 2%. Czujniki powinny być dobrane tak, by ich zakres był zgodny z górną wartością parametrów wyjściowych pola modułów PV, tj. dla napięcia 1.3◊V_{OC}, dla prądu 1.5◊I_{SC}, a ich obecność w minimalnym stopniu wpływała na mierzone parametry (np. rezystor użyty do pomiaru prądu powinien charakteryzować się na tyle niską rezystancją by spadek napięcia na nim był pomijalnie mały w porównaniu z napięciem pola modułów PV). Tam gdzie monitoring prowadzony jest w celu weryfikacji ilości energii przeznaczonej do odsprzedaży lub innej podobnej sytuacji, wymagane są mierniki prądu, napięcia i mocy A.C. Klasy 1 lub Klasy 0.5.
Uwaga: Nowoczesne falowniki zazwyczaj są wyposażone w funkcje pomiaru prądu i napięcia zarówno po stronie D.C. jak i A.C. oraz mocy generowanej przez generator PV a także mocy oddawanej i pobierane do i z sieci. Pozwala to na zredukowanie liczby potrzebnych do

monitorowania systemu czujników a więc i kosztów systemu monitorującego, jednak dokładność pomiarów realizowanych przez falownik powinna być zweryfikowana na zgodność z wymaganiami normy IEC 61724. Niestety większość falowników nie spełnia takich wymagań co powoduje, że możliwości analizy parametrów jakościowych systemu PV mogą być ograniczone. Monitoring systemu z wykorzystaniem opcji wbudowanych falowników nie jest zalecany w sytuacjach gdy wytwarzana energia podlega obrotowi finansowemu lub stanowi podstawę decyzji o charakterze inwestycyjno-finansowym.

Częstość próbkowania

Proces monitorowania systemu PV wymaga pomiaru znacznej liczby wartości poszczególnych parametrów. Jakość pomiaru zależy nie tylko od dokładności użytych czujników i oprzyrządowania pomiarowego, ale również sposobu akwizycji i przetwarzania mierzonych wartości. Jednym z istotnych czynników mających wpływ na jakość pozyskiwanych danych jest częstość próbkowania i ewentualnie, jeżeli jest to potrzebne, proces filtrowania danych.
Zalecana wartość maksymalnego odstępu czasowego (ts) pomiędzy kolejnymi pomiarami (próbkami) dla wartości uśrednianych wynosi 1 sekundę.

4.6. Analiza typowych błędów związanych z modernizacją i utrzymaniem

Typowe błędy i uszkodzenia

Systemy PV powinny działać przez wiele lat dlatego użyteczne będą informacje na temat typowych błędów i problemów. Typowe błędy i uszkodzenia systemów PV zostały opisane w rozdziale 4.10. Typowe błędy podczas instalacji w M2.U2. Montaż instalacji fotowoltaicznych.

Rozwiązywanie problemów

Metoda usuwania błędu/awarii zależy od jego rodzaju oraz od typu systemu PV. Po pierwsze należy uzyskać od użytkownika informację kiedy i w jaki sposób błąd został wykryty. Schemat systemu i opis techniczny jest bardzo pomocny w takich sytuacjach. Przed rozpoczęciem pomiarów powinno nastąpić wizualne sprawdzenie systemu, szczególnie mechaniczny wygląd paneli i ich zabrudzenie. Okablowanie i elektryczne połączenia powinny również być sprawdzone. Pomiary których trzeba dokonać w celu wykrycia błędów są w praktyce takie same jak wykonywane podczas odbioru technicznego systemu. Obecnie możliwe jest dokonywanie zdalnych pomiarów poprzez siec telekomunikacyjną.
Poniżej przedstawiona jest krok po kroku procedura wykrywania uszkodzenia:

Krok 1: Falownik i PV box

Pomiar powinien rozpocząć się od sprawdzenia poprawnego połączenia kabli. Dane z falownika można uzyskać sprawdzając stan wyświetlacza tj. LED lub kod błędu lub używając laptopa z odpowiednim oprogramowaniem. Sprawdzana jest strona DC a następnie AC. Kolejno sprawdzane są kable po stronie DC i główny wyłącznik po stronie DC. W przypadku pomiaru rezystancji izolacji do ziemi nie powinna być ona mniejsza niż 2 MOhm.

Krok 2: Błędy uziemienia i zwarcia

Procedura wykrywania błędów uziemienia i zwarcia może być rozpoczęta po odłączeniu pasm modułów PV, które powinny być mierzone indywidualnie. Aby to zrobić należy w pierwszej kolejności wyłączyć falownik i jeśli jest wyłączyć przełącznik lub przełączniki DC. Następnie jeden moduł w każdym paśmie powinien być zupełnie zacieniony, zakryty przed słońcem. Dopiero po tych działaniach pasma modułów mogą być rozłączone bez niebezpieczeństwa iskrzenia i pomiar może być zaczęty.

Krok 3: Bezpieczniki/diody/moduły

Napięcie na bezpiecznikach poszczególnych pasm modułów i diodach może być mierzone podczas działania systemu dołączając miernik równolegle. Jeśli występują wyraźne różnice w zmierzonej wartości napięcia może to wskazywać na niedopasowanie w generatorze lub na elektryczny błąd w danym paśmie modułów PV. Może być wtedy konieczne wykonanie pomiarów na poszczególnych modułach w paśmie. Przy dłuższych pasmach modułów należy podzielić je na pół i stwierdzić w której połowie występuje problem. Stosując ta metodę należy zidentyfikować uszkodzony moduł. Połączenia modułów oraz diody zabezpieczające również powinny być sprawdzone.

Krok 4: Napięcie w obwodzie otwartym – prąd zwarciowy

Pomiary te są bardzo istotne ze względu na monitoring działania systemu ale bieżące natężenie promieniowania obszaru powinno być również zmierzone.

Tabela 6.1. Typowe błędy, które spotykane są w instalacjach fotowoltaicznych wymienione zostały w poniższej tabeli. W prawej kolumnie wymieniono możliwe rodzaje tych błędów a w lewej niektóre środki zaradcze w celu uniknięcia błędów i właściwego uruchomienie systemu

Typowe błędy	Środki zaradcze i rozwiązywanie problemów
Brak prądu z paneli	Otwarte przełączniki lub przepalone bezpieczniki, uszkodzone lub skorodowane przewody
Zbyt mały prąd z paneli	Niektóre moduły zacienione. Pochylenie paneli lub ich orientacja nieprawidłowe, Niektóre moduły uszkodzone. Moduły brudne.
Brak ładowania akumulatorów	Zmierzyć napięcie z paneli PV w obwodzie otwartym (jałowe) i sprawdzić czy jest w granicach normy. Jeżeli napięcie jest niskie lub zerowe, sprawdzić połączenia na samym panelu PV. Odłączyć panele PV od sterownika podczas pracy systemu PV. Zmierzyć napięcie na zaciskach kontrolera ładowania (PV i akumulatorowych), jeśli napięcie na zaciskach jest takie samo, panele PV ładują akumulatory. Jeśli napięcie na zaciskach PV jest bliskie napięcia jałowego paneli a napięcie na zaciskach akumulatorowych jest niskie, kontroler ładowania nie ładuje akumulatorów i może być uszkodzony.
Za wysokie napięcie	Odłączyć panele PV, odłączyć przewód od dodatniego zacisku akumulatora, pozostawiając panele PV odłączone. Lampka ładowania kontrolera ładowania nie powinna się świecić na zielono. Zmierzyć napięcie na zaciskach regulatora ładowania do których dołączone były panele PV. Jeśli zielona lampka świeci się lub na zaciskach występuje napięcie, kontroler może być uszkodzony.
Niewłaściwe ładowanie	Sprawdzić bezpieczniki i przełączniki.

Zbyt niskie napięcie	Skrócić kable lub użyć kabli o większym przekroju, ponownie naładować akumulatory, zapewnić lepsze chłodzenie dla urządzeń, zlokalizować urządzenia w chłodniejszym środowisku.
Brak napięcia AC	Obciążenie odbiornikami AC przekracza moc falownika, rozłączenie w wyniku przeciążenia. Obciążenie niedostosowane do ciągłej pracy falownika. Przepięcia.
Odwrotne dołączenie/ polaryzacja falownika	Sprawdzić podłączenie do akumulatora, falownik prawdopodobnie uszkodzony i trzeba go wymienić.
Nieprawidłowe wyłączanie ładowania	Kontroler nie otrzymuje właściwego napięcia z akumulatora, sprawdzić dołączenie akumulatora. Dolna wartość napięcie wyłączania ładowania jest za wysoka. Zresetować regulowane rozłączenie przy dolnym napięciu zmieniając moc zasilania,
Przepalony bezpiecznik paneli PV	Występuje zwarcie w obwodzie panel PV– akumulator. Odłączyć akumulator w celu sprawdzenia. Kontroler ładowania o zbyt małej pojemności
Brak napięcia na wyjściu falownika	Przepalony bezpiecznik lub otwarty obwód/przełącznik, uszkodzony przewód. Wyłączony falownik w związku z nieprawidłowym wyłączaniem ładowania lub otwarty obwód regulatora ładowania. Wysokie napięcie akumulatora.

Procedury diagnostyczne

Inspekcja wizualna

Problemy mechaniczne są na ogół widoczne; obluzowanie, wygięcie lub korozję, można na ogół wykryć podczas kontroli wizualnej. Podczas takiej inspekcji powinny być przestrzegane instrukcje zawarte w poprzednich ustępach.

Monitorowanie wydajności

Weryfikacja wydajności

System PV może być finansowany na podstawie produkcji energii w ramach systemów wsparcia taryf, a więc użytkownik powinien mierzyć jego wydajność i wyniki porównać z uzyskanym rozliczeniem. Złożoność i koszt takiego pomiaru zależy od ilości i dokładności pomiarów, które mają być wykonane.

Wyświetlacze

Wyświetlacze są podstawą monitorowania. Najprostszym rozwiązaniem jest prosty wskaźnik będący częścią falownika. Większość producentów falowników PV oferuje opcjonalny wyświetlacz. Jednak może to stwarzać poważne ograniczenia dotyczące lokalizacji falownika, który normalnie jest na dachu lub w innym ustronnym miejscu. Jeśli wyświetlacz ma być skuteczny musi być w miejscu, gdzie jest widoczny podczas codziennej działalności. Rozwiązaniem są wyświetlacze zdalne do których dane mogą być dostarczane z falownika drogą kablową.

Czujniki

Nie ma ograniczeń co do ilości parametrów, które mogą być monitorowane przez system PV, ale większość systemów mierzy energię wejścia i wyjścia i niektóre zmienne środowiskowe i systemowe

Analiza danych

Po zebraniu danych może być przeprowadzona szczegółowa analiza pracy systemu PV. Zarejestrowane dane pozwalają na monitoring i ocenę efektywności systemu. Takie parametry jak miesięczna produkcja, wydajność paneli itd. są standardowym sposobem na określenie wydajności całego systemu PV. Można również zobrazować dane na wykresach słupkowych w celu analizy istotnych parametrów systemu PV.

Dokumentacja dla użytkownika

Po zakończeniu instalacji, instalator wykonuje testy i kontroluje działanie systemu, zapisuje wyniki testów na protokole uruchomienia. Proces ten może trwać od kilku do kilkunastu dni w zależności od wielkości instalacji PV. Protokół uruchomienia/odbioru powinien być podpisany przez uprawnioną osobę po stwierdzeniu że praca systemu PV jest zadowalająca. Kopia protokołu należy do właściciela wraz z odpowiednimi certyfikatami zgodności i gwarancjami. Gwarancje dla każdej części systemu są przekazywane właścicielowi (zwykle są to gwarancje producentów). Również pełna instrukcja obsługi i konserwacji wraz z pełnym opisem systemu powinna być przekazana właścicielowi. Właściciel powinien wymagać gwarancji wydajności uruchomionego systemu PV. Instalator powinien określić zakładaną roczną produkcję energii systemu PV, wskazując minimalną ilość kWh, którą system powinien produkować rocznie. Umowa z instalatorem może zawierać zapisy określające jego odpowiedzialność w przypadku gdy rzeczywista produkcja energii jest niższa niż podana w umowie.

4.7. Rodzaje typowych zakłóceń i awarii w systemach

Typowe “usterki” w systemach PV – możliwości diagnozowania i zalecana precyzja monitoringu przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 7.1. Typowe usterki sytemu PV

Rodzaj usterki	Wpływ na pracę systemu	Parametr użyty do diagnostyki	Wymagana dokładność
Przerwy w łańcuchach DC (spalone bezpieczniki w skrzynkach połączeniowych DC, uszkodzone przewody, złącza, puszki przyłączeniowe modułów PV	Średni – duży / długoczasowy	Prąd DC w łańcuchu DC (w porównaniu do innych)	25% (prądu w łańcuchu!)
Przerwa w głównej linii DC (spalony bezpieczniki na wejściu falownika, uszkodzone przyłącze, kabel)	duży / krótkoczasowy	Prąd DC na wejściu falownika	15% (zależnie od liczby wejść)
Wewnętrzna usterka falownika (elektronika, przełączniki, oprogramowanie firmowe)	duży / krótkoczasowy	Moc DC, moc AC, wewnętrzny datalogger falownika	25%

Izolacja elektryczna (zdefektowane kable /moduły)	duży / krótkoczasowy (powoduje wyłączenie falownika)	Pomiar rezystancji izolacji w falowniku	Ustalona przez producenta falownika
Fluktuacje parametrów sieciowych	duży / krótkoczasowy (powoduje odłączenie od sieci)	Parametry sieciowe monitorowane przez falownik	patrz "parametry AC" poniżej
Parametry modułu(ów) poniżej znamionowych	średni / długoczasowy	Prąd i napięcie DC w łańcuchu, natężenie promieniowania, temp. modułu(ów), porównanie z wartościami mierzonymi dla innych łańcuchów lub/i z wcześniejszymi wartościami	<2%
Nadmierne grzanie się / gorące punkty (tzw. ang. „hot spots") (na skutek złego kontaktu elektrycznego)	mały / długoczasowy (może powodować przerwy)	Kontrola wizualna, kamera termowizyjna	50%
„Zaburzenia optyczne" (zacienienie, pył, śnieg, szron, delaminacja itp.)	mały / długoczasowy	Kontrola wizualna, patrz także 'parametry modułu(ów) poniżej znamionowych"	
Pęknięte moduły / uszkodzenia mechaniczne	mały / długoczasowy (może powodować uszkodzenia izolacji)	Kontrola wizualna	dobry / zły

Interpretacja kształtu krzywej IV

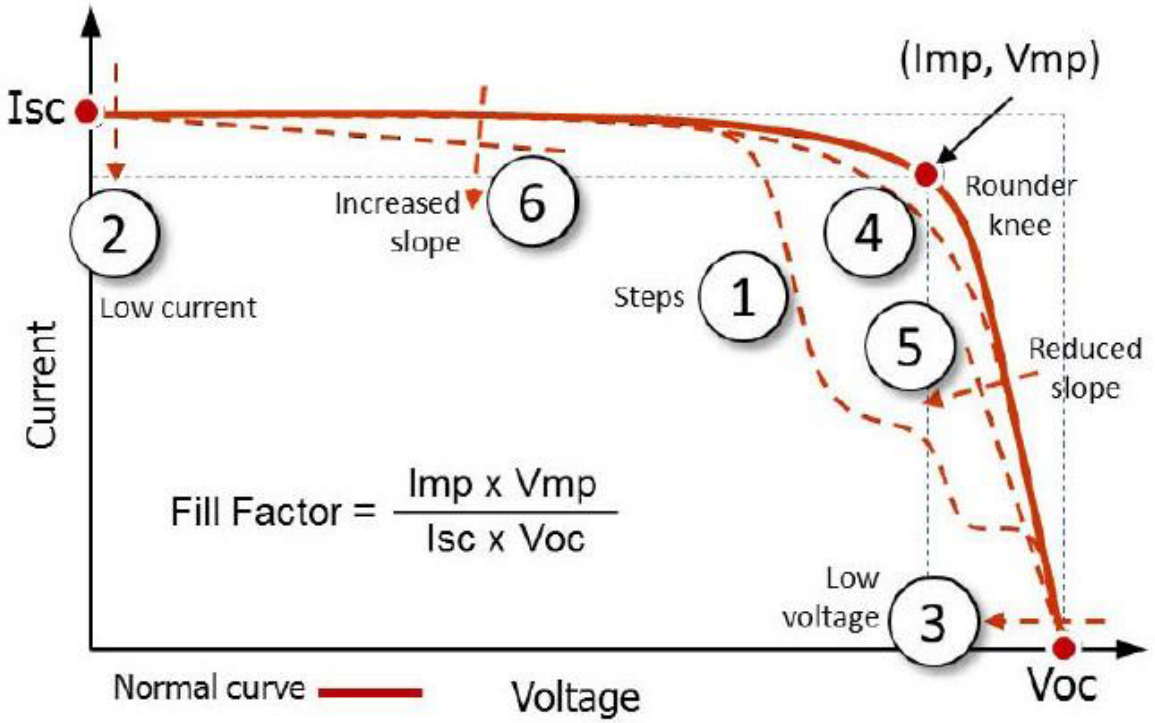
Informacje ogólne

Normalna, prawidłowa krzywa I–V zmierzona w warunkach stabilnego natężenia promieniowania ma gładki kształt, z którego wyróżnić możemy trzy obszary:

- część „pozioma", od strony osi prądowej (czasem lekko opadająca w dół),
- część „pionowa", od strony osi napięciowej,
- „kolano" obszar między dwoma powyższymi częściami, na którym wyznaczany jest punkt mocy maksymalnej.

W przypadku normalnej krzywej, wszystkie trzy wymienione części są gładkie i ciągłe chociaż zarówno ich nachylenie jaki kształt „kolana" zależą od technologii i jakości ogniw, z których składa się moduł PV. Krystaliczne ogniwa krzemowe mają zazwyczaj ostrzejsze kolana podczas gdy moduły cienkowarstwowe mają często kolana bardziej zaokrąglone.

Szereg czynników może wpływać na kształt krzywej IV. Poniższy schemat przedstawia główne typy zniekształceń, które mogą wystąpić w praktyce. Zmiany kształtu mogą występować pojedynczo lub łącznie.



Rys. 7.1. Kształt krzywej IV w różnych warunkach oświetlenia modułu (wyjaśnienia w tekście)
Źródło: IEC 62446-1: Grid connected PV systems – Part 1: Requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.

Niepewność związaną z pomiarem natężenia oświetlenia i temperatury modułu można oczekiwać niewielkich różnic pomiędzy przewidywaną a zmierzoną krzywą I–V. Małe różnice mogą mieć miejsce nawet pomiędzy modułami fotowoltaicznymi pochodzącymi od tego samego producenta i w przypadku tego samego modelu. Pewien wpływ na wynik pomiaru krzywej I–V mogą mieć również niewielkie zacienienia i zabrudzenia modułu.
Gdy odchylenia są widoczne, powinna być wykonana kontrola, aby upewnić się, że różnice w kształcie pomiędzy zmierzoną a oczekiwaną krzywą nie wynikają z błędów pomiarowych (np. różnej konfiguracji przyrządów pomiarowych) lub ze względu na błędnie wprowadzone dane modułów PV /łańcuchów modułów PV.

Odchylenie 1 –„schodki" lub wcięcia w krzywej

Schodki lub wcięcia w krzywej IV zaznaczone na Rys. 7.1 numer 1, wskazują na rozbieżności w wartości generowanego prądu pomiędzy różnymi obszarami pola PV lub badanego modułu. Zniekształcenie krzywej I–V jest efektem tego, że diody bocznikujące(by-pass)są aktywne i generowany prąd omija szereg chronionych przez ogniw/modułów (łańcuch nie jest w stanie przekazać tego samego prądu co inne łańcuchy). Sytuacja taka może to być spowodowane szeregiem czynników, w tym:

- pole modułów lub moduł są częściowo zacienione,
- pole modułów lub moduł są częściowo zabrudzone lub w inny sposób zasłonięte (śnieg itp.),
- uszkodzone są ogniwa/ moduł PV,
- zwarcie (uszkodzenie diody obejściowej).

Uwaga: Nawet częściowe zacienienie tylko jednego ogniwa w module może spowodować włączenie diody obejściowej i spowodować dobrze widoczne wcięcie w krzywej I–V.

Odchylenie 2 – zbyt niski prąd

Wiele czynników może być odpowiedzialnych za różnicę pomiędzy oczekiwaną a zmierzoną wartością prądu z modułu PV/ pola modułów PV. Są one przedstawione poniżej.

Przyczyny związane z polem modułów PV:

- jednolite zabrudzenia,
- pasy zacienień (moduły w orientacji pionowej),
- brud osadowy (moduły w orientacji pionowej),
- moduły fotowoltaiczne są zdegradowane.

Uwaga: Pasy zacienienia i brud osadowy mają podobne działanie do jednolitego zabrudzenia, ponieważ zmniejszają one prąd proporcjonalnie we wszystkich grupach ogniw/modułów zamocowanych w przybliżeniu na tej samej wysokości.

Przyczyny związane z błędnie wprowadzonymi danymi modułów PV /łańcuchów modułów PV:

- nieprawidłowe wprowadzone dane modułu PV,
- niepoprawnie wpisana liczba równoległych łańcuchów.

Przyczyny pomiarowe:

- problemy z kalibracją czujnika natężenia promieniowania lub błąd pomiaru,
- czujnik natężenia promieniowania nie jest zamontowany w płaszczyźnie układu lub jest zacieniony,
- zmiana natężenia promieniowania w czasie pomiaru krzywej I–V,
- efekty związane z odbiciem światła (albedo), które mogą powodować, że czujnik natężenia oświetlenia zarejestrował zbyt wysokie natężenie.
- natężenie oświetlenia jest zbyt niskie lub słońce jest zbyt blisko horyzontu.

Uwaga: Gdy odchylenie prądu przedstawione na Rys. 7.1 (przypadek 2) jest niższe niż oczekiwano to możliwe jest również, że nieprawidłowo mierzone jest napięcie i jego wartość jest zawyżona w stosunku do wartości prawidłowej dla danych warunków pomiaru krzywej I-V.

Odchylenie 3 – zbyt niskie napięcie

Możliwe przyczyny obniżenia wartości mierzonego napięcia to:

1) Przyczyny związane z polem modułów PV:
   - przewodzące lub zwarte diody bocznikujące (by-pass),
   - błędna liczba modułów PV w łańcuchu,
   - degradacja modułu(np. PID, ang. *Potential Induced Degradation*),
   - znaczne i jednolite zacienienie całego ogniwa/ modułu / łańcucha PV.
2) Przyczyny związane z błędnie wprowadzonymi danymi modułów PV /łańcuchów modułów PV:
   - wprowadzone nieprawidłowe dane modułu PV,
   - niepoprawnie wpisana ilość modułów w łańcuchu PV.
3) Przyczyny pomiarowe:
   - temperatura ogniwa PV/ modułu PV znacząco różni się od wartości mierzonej.

Temperatura w sposób istotny wpływa na napięcie ogniwa / modułu PV co może sprawić, że różnica pomiędzy rzeczywistą a zmierzoną temperaturą ogniw/ modułu PV znacząco wpłynie na kształt krzywej I–V. W takich przypadkach należy najpierw sprawdzić sposób pomiaru temperatury ogniw (np. poprzez sprawdzenie czy czujnik temperatury nie odkleił się od tylnej powierzchni modułu).

Grupy łańcuchów mierzone kolejno często wykazują nieco inne niż przewidywane wartości parametrów. Należy tego oczekiwać biorąc pod uwagę, że temperatura jest zwykle mierzona na pojedynczym module a profil rozkładu temperatury na pojedynczym module PV czy polu modułów PV nie jest zazwyczaj jednorodny i może się zmieniać się w czasie. Jednakże, jeśli któryś z łańcuchów modułów PV pokazuje znacznie większe odchylenia niż inne to oznaczać to może problem, szczególnie jeśli odchylenie dotyczy wartości VOC/N (N – liczba łańcuchów ogniw w module PV lub liczba modułów PV połączonych szeregowo w łańcuchu), a moduł /łańcuch modułów PV posiada N diod obejściowych.

Uwaga: Gdy odchylenie napięcia przedstawione na rys. 7.1 (przypadek 3) jest niższe niż oczekiwane to możliwe jest również, że nieprawidłowo mierzone jest napięcie i jego wartość jest zaniżona w stosunku do wartości prawidłowej dla danych warunków pomiaru krzywej I–V.

Odchylenie 4 – zbyt zaokrąglone „kolano”

Zaokrąglenie kolana krzywej IV może być objawem procesu starzenia się modułów. Żeby to potwierdzić, należy również sprawdzić czy nie uległy wartości nachylenie krzywej I–V odpowiednio w zakresie jej „poziomej” i „pionowej” części. Jeżeli tak jest, to mogło to wpłynąć na kształt „kolana” krzywej.

Odchylenie 5 – obniżone nachylenie „pionowej” części krzywej

Nachylenie pionowej części krzywej IV pomiędzy punktem maksymalnej mocy (Vmpp) i napięciem rozwarcia VOC wynika w głównej mierze z rezystancji szeregowej modułu/ łańcucha PV. Zwiększona rezystancja powoduje zmniejszenie nachylenie zbocza w tej części krzywej.

Możliwe przyczyny zwiększonej rezystancji szeregowej to:

- uszkodzenia lub błąd przewodów/okablowania (lub kable o zbyt niskim polu przekroju),
- błędy w połączeniach modułów lub pola modułów PV (lub złe styki),
- zwiększona rezystancja szeregowa samych modułów (np. na skutek degradacji).

Podczas testowania pola modułów PV z długimi kablami rezystancja tych kabli może wpływać na kształt krzywej. W takiej sytuacji albo należy zweryfikować wynik pomiaru uwzględniając rezystancję szeregową przewodów pomiarowych (jeżeli urządzenie pomiarowe ma dostępną taką opcję)albo pomiar należy przeprowadzić bliżej pola PV (z użyciem znacznie krótszych przewodów).

Jeśli błąd zwiększonej rezystancji jest zauważalny na krzywej, szczególną uwagę należy zwrócić na jakość okablowania i połączeń w polu modułów PV. Błąd ten może bowiem wskazywać na istotną usterkę okablowania lub uszkodzenia(np. korozję), która istotnie wpływa na charakterystyki robocze pola modułów PV.

Zwiększona rezystancja szeregowa samego modułu może wynikać ze zbyt wysokiej rezystancji połączeń pomiędzy ogniwami lub połączeń wewnątrz skrzynki przyłączeniowej modułów –ze względu na degradację, korozję lub błędy produkcyjne.

Skan IR, tak jak opisano w sekwencji testowej 2, może być użytecznym narzędziem wykrywania błędów związanych ze zbyt wysoką rezystancją w polu modułów PV.

Odchylenie 6 – zbyt strome nachylenie „poziomej” części krzywej

Zmiany nachylenia w górnej części krzywej IV związane są z pojawieniem się zbyt dużego prądu upływu (bocznikowego) i prawdopodobnie spowodowane są:

- ze zbyt niską rezystancją upływów ogniwach fotowoltaicznych,

- niedopasowanie prądów ISC ogniw w module,
- stożkowy cień lub zabrudzenia (np. osad, brud).

Prąd bocznikowy to część generowanego prądu omijająca złącze ogniwa. Dzieje się tak zazwyczaj z powodu zlokalizowanych wad albo w obszarze samego ogniwa lub też połączeń pomiędzy ogniwami. Prądy upływu mogą prowadzić do pojawienia się lokalnych tzw. gorących punktów (ang. *hot spots*) w ogniwach, które można lokalizować za pomocą badań IR.

Różnice w wartościach prądów ISC pomiędzy poszczególnymi modułami PV w łańcuchu mogą wynikać z rozbieżności produkcyjnych. Jeśli rozbieżności te są niewielkie i losowo rozmieszczone w łańcuchu, widoczne schodki lub wycięcia w krzywej I–V takiego łańcuch mogą nie występować.

Bardziej znaczące zacienienie części łańcuch lub nawet pojedynczego modułu powoduje zazwyczaj bardzo widoczne charakterystyczne schodki lub wycięcia w krzywej I–V.

Zaokrąglenie kolana krzywej IV może być objawem procesu starzenia się modułów.

4.8. Metody naprawy lub wymiana elementów fotowoltaicznych

Wybór procedury testowej zgodnie z IEC 62446 – pomiary parametrów systemu zgodnie z procedurami testowymi opisanymi w normie IEC 62446.

Procedura testowa 1
Procedura badań – Kategoria 1

Ciągłość uziemienia ochronnego i potencjałowych przewodów kompensacyjnych

W przypadku gdy uziemienie ochronne i / lub połączenia wyrównawcze są zamontowane po stronie DC a ramy pola modułów PV są łączone, testu ciągłości elektrycznej dokonuje się dla wszystkich części przewodzących. Podłączenie do głównego zacisku uziemiającego powinno być również sprawdzone.

Badanie polaryzacji

Polaryzacja wszystkich kabli DC powinna być zweryfikowana za pomocą odpowiedniej aparatury do badań. Po sprawdzeniu polaryzacji, kable powinny być sprawdzane, aby upewnić się, że są prawidłowo zidentyfikowane i prawidłowo podłączone do urządzeń systemowych, takich jak przełączniki, lub falowniki.

Test skrzynki połączeniowej/sumatora łańcuchów PV

Pojedynczy łańcuch połączony w odwrotnej polaryzacji w polu sumatora łańcuchów PV może być czasem łatwo przegapiony. Konsekwencje odwróconej polaryzacji, szczególnie w większych systemach z wieloma, często połączonymi ze sobą polami sumatorów, mogą być znaczące. Celem badania skrzynki sumatora jest zapewnienie, że wszystkie łańcuchy połączone są ze sobą na polu sumatora prawidłowo.

Procedura badania jest następującą i przeprowadza się ją przed pierwszym włączeniem bezpieczników łańcuchów:

- wybierz woltomierz z zakresem napięcia równy co najmniej dwa razy maksymalnemu napięciu systemu;
- włóż wszystkie bezpieczniki po stronie „minus” tworząc łańcuchom wspólną szynę „minus”;
- nie wkładaj żadnych bezpieczników po stronie „plus”;
- zmierz napięcie w obwodzie otwartym z pierwszego łańcucha, pomiędzy plusem i minusem i upewnij się, że jest to wartość oczekiwana;
- zostaw jeden przewód pomiarowy przy biegunie dodatnim pierwszego badanego łańcucha i umieścić drugi przewód na dodatnim biegunie następnego łańcucha. Ponieważ oba łańcuchy mają wspólny biegun „minus”, zmierzone napięcie powinno być w pobliżu zera, w dopuszczalnym zakresie tolerancji + / –15 V;
- należy kontynuować pomiary na kolejnych łańcuchach, z wykorzystaniem pierwszego obwodu dodatniego jako odniesienie.

Stan odwrotnej polaryzacji będzie wyraźnie widoczny na łańcuchu, na którym mierzone napięcie będzie dwa razy takie jak napięcie systemu.

Łańcuch PV – pomiar napięcia obwodu otwartego

Celem pomiaru napięcia obwodu otwartego (VOC) w procedurze testu 1 jest sprawdzenie, czy moduły w łańcuchu są poprawnie połączone, a konkretnie, czy przewidywana liczba modułów jest połączona szeregowo w łańcuch. Brak połączeń lub błędna liczba modułów w łańcuchu, jest stosunkowo częstym błędem, szczególnie w większych systemach, a napięcie obwodu otwartego podczas testu pozwala szybko zidentyfikować takie błędy.

UWAGA: Wartość napięcia znacznie mniejsza niż spodziewana może wskazywać, że jeden lub więcej modułów w łańcuchu ma niewłaściwą polaryzację lub usterki zostały spowodowane słabą izolacją co doprowadziło do uszkodzenia i / lub gromadzenia się wody w skrzynkach przyłączeniowych. Odczyt za wysokiego napięcia jest zwykle wynikiem błędów w okablowaniu.

Napięcie obwodu otwartego z każdego łańcucha PV powinno być mierzone za pomocą odpowiedniego urządzenia pomiarowego. Należy to zrobić przed zamknięciem jakichkolwiek przełączników lub instalacji nad -prądowych urządzeń zabezpieczających (jeśli są na wyposażeniu)

Otrzymane wartości napięcia obwodu otwartego są następnie oceniane w celu upewnienia się, że są zgodne z wartością oczekiwaną (zazwyczaj z tolerancją 5 %) wykorzystując jeden z poniższych sposobów:

a) porównanie z wartością oczekiwaną podaną w karcie katalogowej modułu,
b) pomiar Voc na jednym module, a następnie przy użyciu tej wartości do obliczenia wartości oczekiwanej dla łańcucha (najbardziej odpowiedni, gdy istnieją stabilne warunki natężenia promieniowania),
c) w przypadku systemów z wieloma identycznymi łańcuchami, gdzie są stabilne warunki natężenia promieniowania, napięcia łańcuchów mogą być porównywane.
d) w przypadku systemów z wieloma identycznymi łańcuchami, gdzie natężenie promieniowania nie jest stabilne, napięcia między łańcuchami mogą być porównywane poprzez wykonanie wielokrotnych pomiarów i po ustalając łańcucha referencyjnego.

Łańcuch (szereg) modułów PV – pomiar prądu

Celem testu pomiaru prądu łańcucha (szeregu) modułów PV jest sprawdzenie, czy nie ma większych wad w obrębie okablowania pola modułów PV. Badania te nie powinny być traktowane jako miara wydajności modułu/pola modułów.
Są możliwe dwie metody testowe (test zwarcia lub test operacyjny) obie dostarczają informacji na temat prawidłowego funkcjonowania łańcucha PV. Tam gdzie można należy wykonywać test zwarcia, który jest korzystniejszy, ponieważ wyklucza on wpływ falowników.

Łańcuch (szereg) modułów PV – test zwarciowy

Prąd zwarciowy każdego łańcucha fotowoltaicznego należy mierzyć za pomocą odpowiedniego, przeznaczonego do takiego testu, przyrządu. Włączanie/przerwanie prądu zwarcia w łańcuchu jest potencjalnie niebezpieczne i należy wybrać odpowiednią procedurę testową, np. taką jak opisana poniżej.

Zmierzone wartości należy porównać z wartością oczekiwaną. W przypadku systemów z wieloma identycznymi łańcuchami modułów PV, gdy pomiar przeprowadzono stabilnych warunkach natężenia promieniowania, wyniki pomiarów prądu w poszczególnych łańcuchach należy porównać. Wartości te powinny być takie same (zazwyczaj w zakresie 5% średniej wartości prądu mierzonego w łańcuchach, przy stabilnych warunkach natężenia promieniowania).

Procedura testowa prądu zwarciowego

Należy upewnić się, że wszystkie urządzenia przełączania i odłączania są otwarte i że wszystkie łańcuchy fotowoltaiczne (modułów PV) są od siebie odizolowane.
Okresowe zwarcie zostaje wykonane w badanym łańcuchu. Można to osiągnąć poprzez:

a) korzystanie z miernika umożliwiającego pomiar prądu zwarciowego (np. specjalny tester PV);
b) krótki kabel podłączony chwilowo w obwodzie urządzenia odłączającego obciążenie w obwodzie łańcucha badanego;
c) korzystanie z „przełącznika zwierającego” – który może być czasowo wprowadzony do obwodu w celu utworzenia zwarcia.

Łańcuch modułów PV – test podczas pracy

Gdy system jest włączony i pracuje w normalnym trybie (falownik śledzi punkt maksymalnej mocy) prąd z każdego łańcucha PV powinien być zmierzony amperomierzem za pomocą odpowiedniego zacisku umieszczonego wokół okablowania łańcucha. Zmierzone wartości należy porównać z wartością oczekiwaną. W przypadku systemów z wieloma identycznymi łańcuchami, gdy występują stabilne warunki natężenia promienienia, pomiary prądów z poszczególnych łańcuchów należy porównać. Wartości te powinny być takie same (zazwyczaj w granicach 5% średniej wartości prądu łańcuchów dla stabilnych warunków natężenia promieniowania).

Testy funkcjonalne

Zaleca się przeprowadzenie następujących testów funkcjonalnych:
Testowane są rozdzielnice i inne urządzenie sterujące w celu zapewnienia prawidłowego ich działania oraz sprawdzenia, że są one prawidłowo zamontowane i podłączone.

Wszystkie falowniki stanowiące część systemu fotowoltaicznego powinny być przetestowane, aby zapewnić ich prawidłowe działanie. Procedura takiego badania powinna być określona przez producenta falownika.

Badanie rezystancji izolacji pola modułów PV

Informacje ogólne

Obwody DC pola modułów PV działają w ciągu dnia i w przeciwieństwie do konwencjonalnego układu elektrycznego, nie mogą być izolowane przed wykonaniem opisywanego testu.

Badanie rezystancji izolacji pola modułów PV – Metoda badania

Test należy wykonać dla każdego pola modułów PV, jako minimum. Mogą być sprawdzane również pojedyncze łańcuchy.

Możliwe są dwie metody badania:

METODA BADAŃ 1 – Test pomiędzy zaciskiem ujemnym pola modułów PV a ziemią, a następnie test pomiędzy dodatnim zaciskiem pola a ziemią.

METODA BADAŃ 2 – Test pomiędzy ziemią i zwartymi zaciskami (dodatnim i ujemnym) pola modułów PV.

W przypadku gdy rama pola modułów PV jest uziemiona, do pomiaru może być wykorzystany odpowiedni punkt uziemiający lub rama pola (gdy rama pola jest wykorzystywana, należy zapewnić dobry kontakt elektryczny oraz sprawdzić czy istnieje ciągłość na całej metalowej części ramy).

W przypadku systemów, w których rama pola modułów PV nie jest połączona z ziemią (np. gdy istnieje instalacja klasy II) inżynier badający może wybrać jeden z dwóch testów:

a) pomiędzy kablami pola a ziemią lub
b) pomiędzy kablami pola a ramą.

Dla pól modułów PV, które nie mają dostępnych części przewodzących prąd (np. dachówki PV) badanie przeprowadza się między kablami tablicy a uziomem budynku.

Rezystancja izolacji pola modułów PV – Procedura badania

Przed przystąpieniem do testu należy:

- ograniczyć dostęp nieupoważnionych pracowników;
- odizolować pole modułów PV od falownika (zazwyczaj za pomocą rozłącznika pola modułów PV);
- odłączyć jakiejkolwiek części urządzeń, które mogą mieć wpływ na pomiar izolacji (np. zabezpieczenia przed przepięciem) w skrzynce połączeniowej/sumatora.

Rezystancja izolacji – pola modułów PV o mocy do 10 kWp

Dla pól PV o mocy znamionowej do 10kWp,rezystancja izolacji powinna być mierzona napięciem próbnym podanym w Tabeli 8.1.Wynik jest zadowalający, jeżeli każdy obwód ma rezystancję izolacji nie mniejszą niż właściwa wartość podana w Tabeli 8.1.

Tabela 8.1. Minimalne wartości rezystancji izolacji –pola modułów PV do 10kWp

Napięcie Systemu	Napięcie Testowe	Minimalna rezystancja izolacji
<120 V	250 V	0.5 MΩ
120 V – 500V	500 V	1 MΩ
>500 V	1000 V	1 MΩ

Rezystancja izolacji –pola modułów PV o mocy powyżej 10 kWp

Dla pól PV powyżej 10kWp, w celu testu rezystancji izolacji należy zastosować jedną z dwóch poniższych:

Metoda A

Należy wykonać test rezystancji izolacji na:

- poszczególnych łańcuchach; lub
- połączonych łańcuchach, w których łączna suma mocy jest nie większa niż 10kWp.

Odporność izolacji mierzy się przy napięciach pomiarowych podanych w Tabeli 8.1. Wynik jest zadowalający, gdy rezystancja izolacji jest nie mniejsza niż odpowiednia wartość podana w Tabeli 8.1.

Metoda B

Biorąc pod uwagę odpowiednie warunki natężenia promienienia, badanie krzywej IV zapewnia określenie wydajności pola modułów PV i ustalenie czy spełnia ona wartości znamionowe (podane na tabliczce znamionowej).

Pomiary wydajności łańcuchów i pola modułów PV przeprowadza się w stabilnych warunkach natężenia promieniowania o wartości nie niższej niż 400 W/m2 mierzonego w płaszczyźnie pola modułów.

Procedura wykonywania testu krzywej IV przedstawia się następująco:

- należy upewnić się czy system jest wyłączony i nie płynie prąd,
- badany łańcuch powinien być odizolowany i podłączony do urządzenia pomiarowego krzywej IV,
- urządzenie powinno być zaprogramowane odpowiednio do rodzaju i ilości modułów PV badanych w ramach testu,
- miernik natężenia oświetlenia współpracujący z testerem krzywej IV powinien być zamontowany tak, aby obejmował płaszczyznę pola PV i nie podlegał żadnym zacienieniom lub światłu odbitemu (albedo). W przypadku, gdy w teście używane jest ogniwo referencyjne (wzorcowe), należy sprawdzić, czy jest z tej samej technologii jaką zastosowano w badanym polu PV, lub –jeżeli jest inaczej – dokonać odpowiedniej korekty wynikającej z różnych technologii,
- jeżeli tester krzywej IV wykorzystuje czujnik temperatury ogniw, musi on dokładnie stykać się z tyłu z modułem, na środku ogniwa położonego w centralnej części modułu. Jeżeli korekty temperatury są obliczane przez urządzenie testowe krzywej IV, przeprowadza się sprawdzenie w celu upewnienia się, że poprawne parametry modułu (wartości współczynników temperaturowych) zostały wprowadzane do urządzenia, a wartość VOC łańcucha jest w oczekiwanym zakresie.

UWAGA Weryfikacja wartości VOC jest wykonywana w celu upewnienia się, że łańcuch ma prawidłową liczbę modułów – zła liczba mogłaby spowodować błąd przy wprowadzeniu korekty związanej z temperaturą modułu.

Przed przystąpieniem do badania należy sprawdzić poziom natężenia promieniowania w celu upewnienia się, że są one większe niż 400 W/m² w płaszczyźnie pola PV.

Po zakończeniu testu, zmierzona wartość mocy maksymalnej powinna być porównana do wartości znamionowej (zapisanej na tabliczce znamionowej). Zmierzona wartość powinna

mieścić się w podanej tolerancji mocy dla modułów w ramach badania (z uwzględnieniem dokładności sprzętu do badań krzywej IV).
Należy wykonać test rezystancji izolacji na połączonych łańcuchach większych niż 10kWp.
Rezystancję izolacji mierzy się przy napięciach pomiarowych podanych w Tabeli 8.1. Wynik jest zadowalający wówczas gdy rezystancja izolacji jest nie mniejsza niż odpowiednia wartość podana w Tabeli 8.1.
Jeśli wyniki pomiarów są poniżej odpowiednich wartości podanych w Tabeli 8.1, system powinien być ponownie testowany przy użyciu mniejszej liczby łańcuchów w układzie testowym.
Pomiar i analiza charakterystyk I–V łańcuchów modułów PV obejmuje następujące zagadnienia:

1) Zasady pomiaru charakterystyk I–V modułów fotowoltaicznych. Definicje parametrów elektrycznych wyznaczanych z charakterystyki.
2) Zależność charakterystyk I–V od temperatury i natężenia światła – współczynniki temperaturowe.
3) Sposób prawidłowego pomiaru temperatury modułu (nawiązanie do ECT, IEC 6094-5).
4) Problemy z pomiarami charakterystyk I–V występujące dla niektórych technologii (a–Si, DSSC, Sunpower).
5) Kształt charakterystyki I–V wskazujący na nieprawidłowe warunki pracy (np. zacienienie) lub uszkodzenie modułu.
6) Dobór modułów do systemu fotowoltaicznego tak by uniknąć/zminimalizować straty wynikające z niedopasowania elektrycznego.
7) Zasady planowania rozmieszczenia modułów w systemie fotowoltaicznym tak by uniknąć strat wywołanych nierównomiernym oświetleniem lub nierównomiernym rozkładem temperatury.
8) Czynniki wpływające na pracę systemu –natężenie oświetlenia, temperatura, wiatr.
9) Wpływ natężenia promieniowania, temperatury otoczenia i szybkością wiatru na temperaturę modułu. Definicja NOCT (Nominalna Temperatura Pracy).
10) Zestaw norm IEC/PN związanych z zagadnieniami dotyczącymi punktów 1–9.

Procedury badań – Kategoria 2.

Pomiar łańcucha-krzywa IV

Badanie krzywej IV łańcucha może dostarczyć następujących informacji:

- pomiary napięcia obwodu otwartego (VOC) i prądu zwarcia (ISC),
- pomiary napięcia (Vmpp), prądu (Impp), w punkcie pracy dla maksymalnej mocy (Pmax),
- pomiar wydajności pola modułów PV,
- identyfikacja wad modułu / pola modułów PV lub problemu związanego z zacienianiem części pola modułów.

Przed przystąpieniem do badania krzywej IV, urządzenie testowe musi być sprawdzane w celu upewnienia się, że jego zakresy pomiarowe są odpowiednio przystosowane do spodziewanych wartości napięcia i prądu w testowanym obwodzie.

Pomiar krzywej I–V–Voc i Isc

Badanie krzywej IV jest dopuszczalną alternatywną metodą (pośrednią)dla określenia wartości napięcia w obwodzie otwartym (VOC)i prądu zwarciowego(ISC). Gdy krzywa I–V

jest mierzona oddzielne pomiary Voc i Isc nie są już wymagane –jednak pod warunkiem, że test krzywej IV przeprowadza się na odpowiednim etapie w sekwencji testowej-1.
Badany łańcuch powinien być odizolowany i podłączony do urządzenia mierzącego krzywą I–V. Jeśli celem badania krzywej IV jest wyłącznie uzyskanie szacunkowych wartości VOCi ISC, nie jest wymagany pomiar natężenia promieniowania (lub temperatury modułu).

Pomiar krzywej I–V – wydajność pola modułów PV, identyfikacja wad modułu / pola modułów PV lub zacienienia

Kształt krzywej IV może dostarczyć cennych informacji o polu modułów PV. Następujące wady mogą być zidentyfikowane w ramach testu:

- uszkodzone ogniwa / moduły,
- zwarcie diody by-pass,
- lokalne zacienienie,
- niedopasowanie elektryczne modułów,
- bocznik rezystancyjny w ogniwach / modułach / polu PV,
- nadmierna rezystancja szeregowa.

Jeśli celem pomiaru krzywej IV jest sprawdzenie, czy nie istnieją żadne błędy spowodowane efektem niedopasowania, pomiar może być przeprowadzony przy niższym natężeniu promieniowania i większych kątach padania światła niż wymagane do testowania wydajności.
Dla uzyskania lepszego kształtu krzywej IV, zaleca się aby wartości natężenia promienienia była większa niż 100 W/m. jednak użyteczne dane można również otrzymać przy niskich poziomach natężenia promienienia. W przypadku gdy kształt krzywej IV przy natężeniu promieniowania na poziomie mniejszym niż 100 W/m. jest przerywany, może to być przyczyną potencjalnego błędu, i zaleca się wtedy powtórzenie testu przy wartości natężenia promieniowania powyżej 100 W/m.
Na zapisie krzywej IV należy przeanalizować jakiekolwiek widoczne odchylenia od oczekiwanego, prawidłowego kształtu krzywej czy spodziewanych wartości parametrów elektrycznych. Widoczne odchylenia do prawidłowego kształtu krzywej IV wymagają szczególnej uwagi, ponieważ mogą one sygnalizować niewykryte wcześniej i istotne błędy w pola modułów PV. Informacje na temat interpretacji odchyleń od krzywej IV zawarte są w załączniku D.
W przypadku systemów z wieloma identycznymi łańcuchami, gdy występują stabilne warunki natężenia promienienia, krzywe z poszczególnych łańcuchów należy porównać (nałożyć na siebie). Krzywe powinny być takie same (zazwyczaj w zakresie ok. 5% przy stabilnych warunkach promieniowania dla punktów ISC, VOCi Pm).

Procedura kontroli pola modułów PV kamerą termowizyjną

Celem kontroli kamerą termowizyjną (IR) jest wykrywanie nietypowych wahań temperatury w polu modułów fotowoltaicznych. Takie zmiany temperatury mogą wskazywać na problemy w obrębie samych modułów i/lub całego pola PV, takie jak odwrotnie spolaryzowane ogniwa, brak diody bocznikującej (by-pass), złe lutowanie, słabe połączenia czy inne, które prowadzą do lokalnego wzrostu temperatury.
UWAGA: W początkowym procesie weryfikacji, badania IR również mogą być wykorzystywane do rozwiązywania problemów w module, łańcuchu lub polu modułów PV.

Procedura badania IR

Podczas testu IR, system powinien znajdować się w normalnym trybie pracy (falownik śledzi punkt maksymalnej mocy pola PV). Natężenie promieniowania w płaszczyźnie pola PV powinno być większe niż 400 W/m., a warunki pogodowe powinny być stabilne. W idealnej sytuacji natężenie promieniowania w płaszczyźnie pola modułów PV powinno być na stałym poziomie, powyżej 600 W/m., w celu zapewnienia wystarczającego prądu powodującego zauważalne różnice temperatur.

Wyniki badań IR –Informacje ogólne

Test ten przede wszystkim poszukuje nieprawidłowych zmian temperatury w polu modułów PV.

Wyniki badań Moduł IR –gorące punkty (ang. hot spots)

Gorący punkt zaobserwowany na powierzchni modułu zazwyczaj oznacza elektryczny problem, możliwą rezystancję szeregową, równoległą lub niedopasowanie (prądowe) ogniw. W każdym przypadku należy zbadać wydajność wszystkich modułów, na których występują gorące punkty. Oznaki przegrzania mogą wykazać również oględziny, np. brązowy lub odbarwiony obszar modułu.

Wyniki badań IR – diody bocznikujące (ang. by-pass)

Jeśli jakieś diody bocznikujące są nadmiernie gorące należy wówczas sprawdzić pole modułów w poszukiwaniu takich oczywistych przyczyn, jak zacienienie lub zanieczyszczenie na module chronionym przez diodę. Jeśli nie ma takich oczywistych przyczyn, może to oznaczać, że moduł jest uszkodzony.

Wyniki badań IR – połączenia kablowe

Połączenia przewodów pomiędzy modułami nie są znacznie bardziej gorące niż sam przewód. Jeśli połączenie są cieplejsze, należy sprawdzić, czy nie jest luźne lub skorodowane.

Procedury badań – dodatkowe testy

Napięcie uziemienia – rezystancyjne systemy uziemienia

Badanie to jest wykonywane w celu oceny systemów, które wykorzystują wysoką impedancję (rezystancję) doziemną. Szczegółowe procedury badania dostarczane są przez producentów modułów, które wymagają systemów uziemienia rezystancyjnego dla swoich modułów.

Test diody blokującej

Dioda blokująca może być uszkodzona w obu stanach, zarówno w przewodzeniu jak w przy polaryzacji zaporowej. Test ten ma istotne znaczenie w przypadku instalacji PV, w których diody blokujące są zamontowane.

Wszystkie diody powinny być kontrolowane w celu zapewnienia, że są one prawidłowo podłączone (polaryzacja prawidłowa) i że nie ma objawów dla ich przegrzania lub spalenia.

W normalnym trybie pracy napięcie na diodzie blokującej (VBD, voltage on blocking diode) powinno wynosić:

- kryterium – wynik pozytywny testu: VBD 0,5 V –1,65 V.

Weryfikacja jakości systemu PV – certyfikat

Raport weryfikacyjny
Informacje ogólne

Po zakończeniu procesu weryfikacji systemu, użytkownikowi powinien zostać przekazany raport. Raport ten powinien zawierać następujące informacje:

- Podstawowe informacje opisujące system (nazwa, adres, itp.),
- Wykaz obwodów, które zostały poddane kontrolom i badaniom,
- Protokół z kontroli,
- Rejestr wyników badań dla każdego badanego obwodu,
- Okres do następnej weryfikacji systemu,
- Podpis osoby (osób) wykonujących weryfikację.

UWAGA: W niektórych krajach wymagana okres pomiędzy weryfikacjami jest określony w stosownych przepisach krajowych.

Weryfikacja początkowa (odbiorcza)

Weryfikację nowej instalacji przeprowadza się zgodnie z wymogami pkt 5 normy IEC 62446. Pierwsze sprawozdanie z weryfikacji powinno zawierać dodatkowe informacje dotyczące osoby lub osób odpowiedzialnych za projektowanie, budowę i weryfikację systemu, oraz zakres ich odpowiedzialności.

Weryfikacja okresowa

Okresową weryfikację istniejącej instalacji również wykonuje się zgodnie z wymaganiami pkt 5 normy IEC 62446. W stosownych przypadkach należy wziąć pod uwagę wyniki i zalecenia poprzednich okresowych weryfikacji.

4.9. Dokumentacja kontroli, konserwacji i naprawy instalacji fotowoltaicznych

Jakość instalacji fotowoltaicznej jest trudna do zweryfikowania bez odpowiedniej wiedzy i specjalistycznego oprzyrządowania. W trakcie samej eksploatacji systemu fotowoltaicznego (PV) potrzebny jest dostęp do co najmniej bieżących parametrów elektrycznych systemu oraz danych natężenia promieniowania słonecznego w miejscu instalacji. Parametry takie zapewnić może jedynie właściwy monitoring systemu. Warto tu zaznaczyć, że znaczna cześć współczesnych falowników wyposażona jest w elementy pomiarowe i IT, które umożliwiają zarówno pomiar jak i akwizycję oraz na bieżąco zdalny (przez Internet) dostęp do danych pozyskiwanych w trakcie pracy systemu.

W niniejszym opracowaniu przedstawione zostały i krótko omówione najważniejsze dokumenty normatywne (normy) obowiązujące w omawianym zakresie.

W celu zapewnienia wysokiej jakości systemu PV niezbędne są zarówno jego odpowiednia dokumentacja techniczna oraz procedury kontroli jakości. Niniejsze opracowanie omawia zasady sporządzania prawidłowej dokumentacji technicznej systemu PV, sposobu przeprowadzenia testowych procedur uruchomieniowych i odbiorczych a także kontroli okresowych prawidłowości funkcjonowania i stanu technicznego systemu PV. Omówione są zarówno same procedury testowe jak również zakres informacji, który powinny się znaleźć

w protokole odbioru czy w raportach po przeprowadzanych kontrolach okresowych. Ta część opracowania oparta została głównie na normie europejskiej **IEC 62446.**

Jednymi z najważniejszych norm służącymi do rzeczywistej, wiarygodnej weryfikacji jakości modułów fotowoltaicznych są normy IEC 61215 (dla modułów wykonanych z krzemowych ogniw krystalicznych) oraz IEC 61646 (dla modułów wykonanych w technologiach cienkowarstwowych). Ujmują one wszystkie trzy podstawowe aspekty jakościowe modułów, tj. degradację, trwałość (zarówno krótko – jak i długoczasową) oraz bezpieczeństwo związane z ich eksploatacją. Obie wymienione normy obejmują szereg testów takich jak:

- oględziny (ocena wizualna),
- parametry elektryczne w STC (ang. Standard Test Conditions) (tzw. ang. *„power rating”*),
- test izolacji,
- współczynniki temperaturowe parametrów elektrycznych, rezystancja szeregowa,
- wyznaczenie NOCT (ang. Nominal Operating Cell Temperature),
- parametry elektryczne w NOCT,
- parametry elektryczne przy niskim natężeniu promieniowania,
- test na obecność tzw. „hot-spots”,
- test odporności na UV,
- test odporności na cykle temperaturowe,
- test odporności na wymrażanie przy wysokiej wilgotności,
- test na odporność na wilgotność przy wysokiej temperaturze,
- test wytrzymałości (trwałości) wyprowadzeń,
- test wytrzymałości na skręcanie,
- test wytrzymałości na statyczne obciążenie mechaniczne.

IEC 61215 lub IEC 61646. W praktyce, w zależności od tego gdzie określone moduły mają być zainstalowane, w jakiego rodzaju systemie PV i wymagań samego inwestora, moduły powinny posiadać certyfikat związany jedynie z wybranymi testami takimi jak test odporności na cykle temperaturowe (test podstawowy), test odporności na wymrażanie (dla obszarów gdzie występują gwałtowne spadki temperatury), test wytrzymałości na obciążenia statyczne (np. dla obszarów gdzie występują obfite opady śniegu) czy odporności na gradobicie (dla obszarów gdzie występują). Do podstawowych testów, które zawsze powinny być potwierdzone stosownym certyfikatem są pomiary parametrów elektrycznych, obecności tzw. „hot spots” (występowanie takich punktów w modułach oznacza ich niższą odporność na uszkodzenia w warunkach częściowego zacienienia) czy test izolacji niezwykle istotny z punktu bezpieczeństwa szczególnie w systemach PV o wysokim napięciu po stronie stałoprądowej D.C.

Eksploatacja i konserwacja systemu PV

Informacje dotyczące eksploatacji i zakresu konserwacji systemu PV powinny być zapewnione i obejmować powinny, jako minimum, następujące elementy:

1. Procedury weryfikujące prawidłowość pracy systemu.
2. Listę kontrolną postępowania w przypadku wystąpienia awarii systemu.
3. Procedury awaryjnego wyłączenia/rozłączania systemu.
4. Zalecenia dotyczące konserwacji i czyszczenia (jeśli jest taka potrzeba).
5. Uwagi dotyczące ewentualnych przyszłych prac budowlanych z polem modułów PV (np. prace dachowe).

6. Dokument gwarancyjny dla modułów fotowoltaicznych i falowników – musi on określać datę rozpoczęcia okres trwania.
7. Dokumentację określającą zakres stosownych gwarantowanych czynności (prac) oraz gwarancje związane z zagrożeniami pogodowymi (np. gradobicia, wichury itp.).

Norma IEC 62446 – weryfikacja jakości i kontrola systemu PV

Bieżący rozdział zawiera opis wymagań dotyczących zarówno początkowej jak i okresowych procedur weryfikacji instalacji elektrycznej systemu PV dołączonej do sieci elektroenergetycznej. Odwołuje się on głównie do normy IEC 60364-6 (*Niskonapięciowe instalacje elektryczne – Część 6: Weryfikacja)* ale także, tam gdzie jest konieczne, do innych dokumentów i opracowań.
W znacznym zakresie weryfikacja systemu PV dołączonego do sieci powinna być wykonana w oparciu o wymagania sformułowane w normie IEC 60364-6, która określa takie wymagania zarówno dla początkowej jak i i okresowych weryfikacji każdej instalacji elektrycznej.
Każdy z montowanych podzespołów i elementów systemu PV powinien być zweryfikowany już na etapie instalacji, na ile to możliwe, a po jej zakończeniu, przed oddaniem całego systemu do użytkowania, powinna nastąpić weryfikacja zgodności z normą IEC 60364-6. Weryfikacja pierwotna obejmuje porównanie wyników z odpowiednimi kryteriami w celu potwierdzenia, że wymagania IEC 60364 zostały spełnione.
Również po każdorazowym uzupełnieniu lub zmianach dokonanych w istniejącej instalacji, należy sprawdzić, czy wprowadzone zmiany są zgodne z normą IEC 60364 i tym samym czy nie pogorszą warunków bezpieczeństwa.
Zarówno początkowa (odbiorcza) jaki okresowe weryfikacje powinny być wykonywane przez specjalistę, o kwalifikacjach właściwych do przeprowadzenia takich prac.
UWAGA: Przykłady typowych arkuszy testów weryfikacji instalacji PV znaleźć można w załącznikach normy IEC62446.

Systemy testowe i dodatkowe badania

System testowy, który jest stosowany w systemie fotowoltaicznym musi być odpowiedni do skali, typu, miejsca i złożoność danego systemu. Dokument ten definiuje dwa systemy testowe, wraz z szeregiem dodatkowych testów, które mogą być także wykonywane, gdy standardowa sekwencja jest zakończona.

- Test kategorii 1 – minimalny wymóg – standardowy zestaw testów, które powinny być stosowane do wszystkich systemów;
- Test kategorii 2 – rozszerzona sekwencja testów, gdy wszystkie testy z kategorii 1 zostały już wykonane;
- Testy dodatkowe – inne testy, których wykonanie może być wskazane w pewnych przypadkach określonych przypadkach.

5. ĆWICZENIA

5.1. Przepisy BHP, ochrona środowiska – ćwiczenia

Ćwiczenie 1. *(do tematu 4.1)*

Wybierz z tabelki prawidłowe zakończenie zdanie.

W czasie pracy monter instalacji fotowoltaicznych powinien:

a) oświetlać stanowiska pracy lampami przenośnymi o napięciu większym niż 24 V,
b) w celu zapobiegnięcia generowania prądu przez moduł fotowoltaiczny okryć jego całą powierzchnię nieprzezroczystą osłoną,
c) wykonywać prace montażowe podczas burzy, silnych wiatrów czy przy innych zagrożeniach.

Ćwiczenie 2. *(do tematu 4.1)*

Wykreśl punkt niepasujący do reszty.

Monterowi instalacji fotowoltaicznych nie wolno:

a) odmówić podjęcia innej równorzędnej pracy, gdy niezwłoczne usunięcie zagrożeń przy poprzednio wykonywanej pracy nie jest możliwe.
b) tarasować przejścia i dojścia do stanowiska pracy, sprzętu przeciwpożarowego i wyłączników prądu elektrycznego.
c) uziemić odsłoniętych elementów przewodzących np. rama szkieletu konstrukcji zestawu paneli PV.

Ćwiczenie 3. *(do tematu 4.1)*

Środki Ochrony Indywidualnej obejmują (zaznacz 3 odpowiedzi)

a) Ochrona oczu i twarzy.
b) Plan oceny ryzyka.
c) Ochrona kończyn.
d) Platformy podnośnikowe.
e) Ochrona słuchu.
f) Podesty ruchome.

5.2. Ochrona zdrowia w trakcie prac modernizacyjnych i konserwacji instalacji fotowoltaicznych – ćwiczenia

Ćwiczenie 1. *(do tematu 4.2)*
Połącz normę z tematem, którego dotyczy:

IEC 61215	moduły krystaliczne
IEC 61646	moduły cienkowarstwowe
IEC 61730	zakres bezpieczeństwa modułów PV

Ćwiczenie 2. *(do tematu 4.2)*
Który wyraz z ramki nie pasuje do zdania:

Dla modułów …… wszystkie komponenty DC muszą być wymiarowane na napięcie: Voc (STC) x 1,15, prąd: Isc (STC) x 1,25.

krzemowych mono	cienkowarstwowych	krzemowych multikrystalicznych

5.3. Zasady bezpieczeństwa dotyczące konserwacji i konserwacji instalacji solarnej – ćwiczenia

Ćwiczenie 1. *(do tematu 4.3)*
Z tabelki poniżej wybierz zależność, która musi być spełniona przy wyborze poziomu prądu znamionowego bezpiecznika:

$0,4xI_{SC} \leq I_n \leq 2,4xI_{SC}$
$0,8xI_{SC} \leq I_n \leq 1,2xI_{SC}$
$1,4xI_{SC} \leq I_n \leq 2,4xI_{SC}$

Ćwiczenie 2. *(do tematu 4.3)*
Połącz normę z zagadnieniem, które opisuje.

PN-EN 50272-2:2007	wymagania dotyczące bezpieczeństwa baterii wtórnych i instalacji baterii
PN-EN 62305-2	Ochrona odgromowa
IEC 60269-6	dobór prawidłowego typu bezpiecznika
IEC 61730-2	dopuszczalna wartość prądu zwrotnego wg normy

5.4. Program konserwacji instalacji fotowoltaicznej – ćwiczenia

Ćwiczenie 1. *(do tematu 4.4)*
Uzupełnij tekst wyrazami z ramki.

Testowanie instalacji elektrycznej systemu PV musi być przeprowadzone zgodnie z wymaganiami normy ……1……. Przyrządy pomiarowe i monitorujące oraz metody pomiarów są wybierane zgodnie z odpowiednimi częściami normy ……2….. i ……3…….. Wymagania dla oznakowania i etykietowania systemu fotowoltaicznego wyszczególnione są w normie ……4……

1) IEC 60364-6	2) IEC 61557	3) IEC 6101	4) IEC60364-9-1

Ćwiczenie 2. *(do tematu 4.4)*
Dokończ poniższe zdanie prawidłowym wyrazem z tabelki.
W przypadku systemu bez zabezpieczenia nadprądowego w łańcuchach modułów PV, należy upewnić się, że: $I_{MOD_MAX_OCPR}$ (maksymalny prąd znamionowy bezpiecznika szeregowego w łańcuchu) jest większa niż możliwy ……..

a) prąd wsteczny.
b) prąd zwarciowy.
c) prąd upływu.

5.5. Monitorowanie właściwości systemu fotowoltaicznego – wytyczne i wymagania pomiarowe oraz ich analiza – ćwiczenia

Ćwiczenie 1. *(do tematu 4.5)*
Dopasuj parametr do czujnik, którym się go mierzy.

Parametr	Rodzaj czujnika
Natężenie promieniowania w płaszczyźnie modułów	Pyranometr termoparowy
Temperatura otoczenia (powietrza)	Termistor
Prędkość wiatru	Anemometr ultradźwiękowy

Ćwiczenie 2. *(do tematu 4.5)*
Uzupełnij zdania dwoma prawidłowymi liczbami z ramki.

Czujniki parametrów elektrycznych systemu PV powinny być dobrane tak, by ich zakres był zgodny z górną wartością parametrów wyjściowych pola modułów PV, t.j. dla napięcia …1.. * V_{OC}, dla prądu …2…. * I_{SC}, a ich obecność w minimalnym stopniu wpływała na mierzone parametry (np. rezystor użyty do pomiaru prądu powinien charakteryzować się na tyle niską rezystancją by spadek napięcia na nim był pomijalnie mały w porównaniu z napięciem pola modułów PV).

1,3	1,5	1,1	1,8

5.6. Analiza typowych błędów związanych z modernizacją i utrzymaniem – ćwiczenia

Ćwiczenie 1. *(do tematu 4.6)*
Połącz rodzaje błędów z prawidłowymi środkami zaradczymi w celu ich uniknięcia i właściwego uruchomienie systemu:

Typowe błędy	Środki zaradcze i rozwiązywanie problemów
Brak prądu z paneli	Otwarte przełączniki lub przepalone bezpieczniki, uszkodzone lub skorodowane przewody
Zbyt mały prąd z paneli	Niektóre moduły zacienione. Pochylenie paneli lub ich orientacja nieprawidłowe. Niektóre moduły uszkodzone. Moduły brudne.
Brak napięcia AC	Obciążenie odbiornikami AC przekracza moc falownika, rozłączenie w wyniku przeciążenia. Obciążenie niedostosowane do ciągłej pracy falownika. Przepięcia.
Brak napięcia na wyjściu falownika	Przepalony bezpiecznik lub otwarty obwód/przełącznik, uszkodzony przewód. Wyłączony falownik w związku z nieprawidłowym wyłączaniem ładowania lub otwarty obwód regulatora ładowania. Wysokie napięcie akumulatora.

Ćwiczenie 2. *(do tematu 4.6)*
Procedura wykrywania błędów uziemienia i zwarcia – ułóż prawidłową kolejność wykonywanych czynności:
1. Wyłączyć falownik i jeśli jest wyłączyć przełącznik lub przełączniki DC.
2. Jeden moduł w każdym paśmie należy zupełnie zacienić, zakryć przed słońcem.
3. Rozłączyć łańcuchy modułów.
4. Rozpocząć pomiar.

5.7. Rodzaje typowych zakłóceń i awarii w systemach – ćwiczenia

Ćwiczenie 1. *(do tematu 4.7)*
Dokończ poniższe zdanie.

Proces starzenia się modułów PV można zidentyfikować na podstawie:

Zaokrąglenia kolana krzywej IV
Obniżenia nachylenia „pionowej” części krzywej IV
Zbyt stromego nachylenia „poziomej” części krzywej IV

Ćwiczenie 2. *(do tematu 4.7)*
Dopasuj rodzaj usterki do parametru użytego do diagnostyki:

Rodzaj usterki	Parametr użyty do diagnostyki
Przerwy w łańcuchach DC (spalone bezpieczniki w skrzynkach połączeniowych DC, uszkodzone przewody, złącza, puszki przyłączeniowe modułów PV	Prąd DC w łańcuchu DC (w porównaniu do innych)
Przerwa w głównej linii DC (spalony bezpieczniki na wejściu falownika, uszkodzone przyłącze, kabel)	Prąd DC na wejściu falownika
Izolacja elektryczna (zdefektowane kable /moduły)	Pomiar rezystancji izolacji w falowniku
Fluktuacje parametrów sieciowych	Parametry sieciowe monitorowane przez falownik
Nadmierne grzanie się / gorące punkty (tzw. ang. “hot spots”) (na skutek złego kontaktu elektrycznego)	Kontrola wizualna, kamera termowizyjna

5.8. Metody naprawy lub wymiana elementów fotowoltaicznych – ćwiczenia

Ćwiczenie 1. *(do tematu 4.8)*
Zaznacz prawidłową odpowiedź:
W normalnym trybie pracy napięcie na diodzie blokującej (VBD, voltage on blocking diode) powinno wynosić:

0,5 V – 1,65 V
0,9 V – 2,65 V
1,2 V – 2,5 V

Ćwiczenie 2. *(do tematu 4.8)*
Dokończ zdanie.
Brak połączeń lub błędna liczba modułów w łańcuchu, jest stosunkowo częstym błędem, szczególnie w większych systemach. Można ją zdiagnozować poprzez pomiar:

napięcie obwodu otwartego
prądu obwodu zamkniętego
punktu maksymalnej mocy

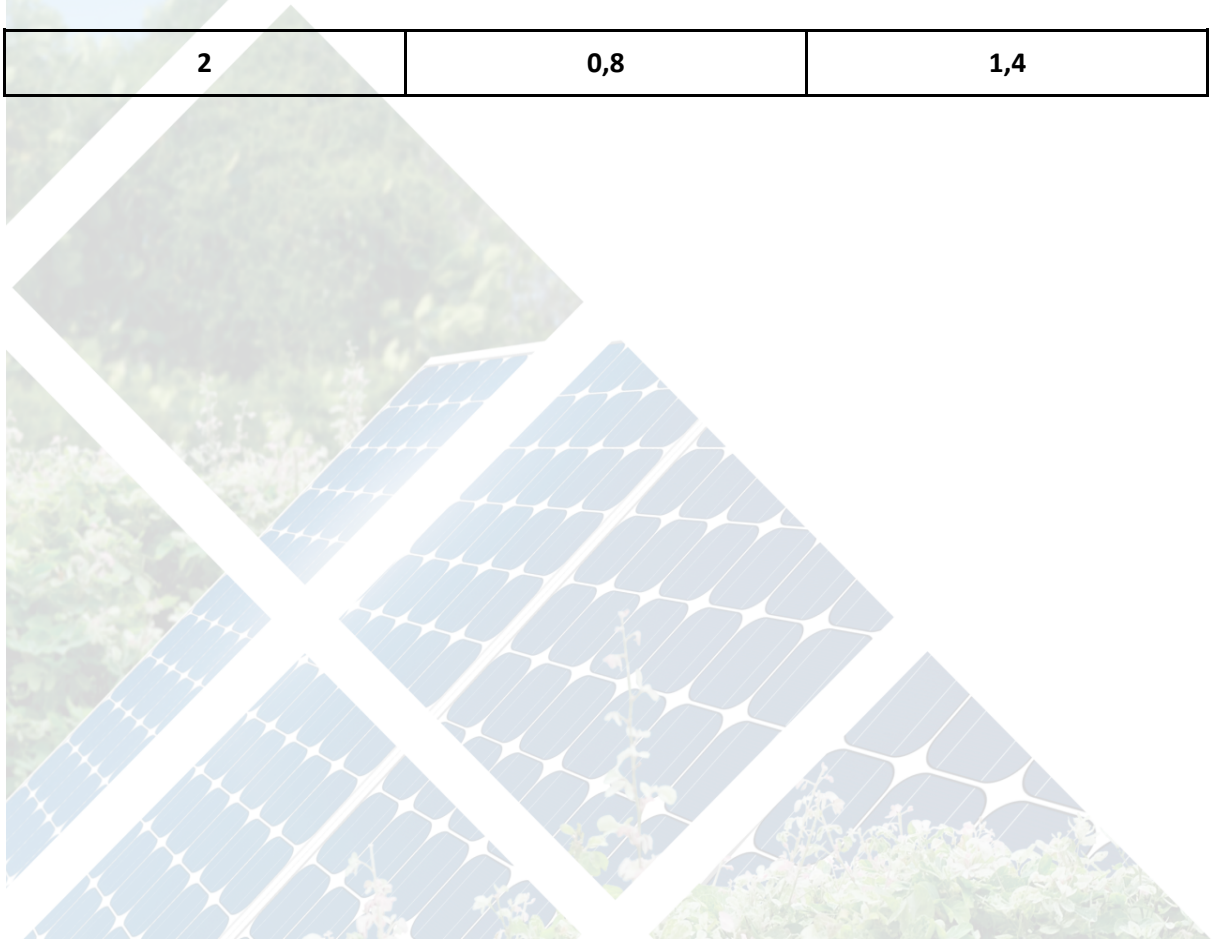
5.9. Dokumentacja kontroli, konserwacji i naprawy instalacji słonecznych

Ćwiczenie 1. *(do tematu 4.9)*
Zaznacz nieprawidłową odpowiedź:
System DC – Ochrona przed skutkami wyładowań atmosferycznych oraz przepięć
Kontrola instalacji DC powinna objąć co najmniej:

w celu zminimalizowania napięć wywołanych wyładowaniem atmosferycznym, sprawdzenie, czy powierzchnia pętli tworzonych przez przewody elektryczne jest tak mała, jak to tylko możliwe.
sprawdzenie środków mających na celu ochronę długich przewodów (np. poprzez ekrany lub instalowanie bezpieczników odgromowych – SPD).
w przypadku gdy wykorzystywane są bezpieczniki odgromowe SPD sprawdzenie, czy zainstalowane są zgodnie z wymaganiami normy IEC 60364-9-1.
Sprawdzenie systemu alarmowego wykrywania niskiej rezystancji izolacji pomiędzy polem modułów PV a ziemią – zgodność z wymaganiami normy IEC 60364-9-1.

Ćwiczenie 2. *(do tematu 4.9)*
Uzupełnij zdanie wyrazem z ramki.
W przypadku gdy zainstalowane zostały diody blokujące, należy upewnić się, że ich znamionowe napięcie zaporowe wynosi co najmniej …….. x VOCSTC łańcucha modułów PV, w którym diody zostały zamontowane (norma IEC 60364-9-1).

2	**0,8**	**1,4**



6. SPRAWDZIAN POSTĘPÓW

Czy potrafisz:	Tak	Nie
1) Scharakteryzować potencjalne zagrożenia przy pracy z systemami PV?		
2) Wymienić czynności konieczne do wykonania przed rozpoczęciem pracy?		
3) Omówić za co odpowiedzialny jest instalator systemu PV ?		
4) Omówić ocenę ryzyka?		
5) Omówić ochronę przeciwpożarową?		
6) Omówić wymagania instalacyjne?		
7) Omówić bezpieczną pracę z obwodami elektrycznymi?		
8) Omówić wymiarowanie komponentów DC systemy PV?		
9) Powiedzieć, co obejmują środki ochrony indywidualnej?		
10) Omówić ryzyko pracy na wysokości?		
11) Wymienić zasady bezpieczeństwa dotyczące systemów z akumulatorami?		
12) Omówić ochronę przed przeciążeniem i zwarciami?		
13) Wymienić, co ogólny przegląd instalacji DC powinien zweryfikować?		
14) Omówić, co należy sprawdzić po stronie AC systemy PV?		
15) Omówić, co należy sprawdzić po stronie DC systemy PV?		
16) Omówić zabezpieczenie nadprądowe instalacji DC?		
17) Wymienić parametry, które powinny być monitorowane?		
18) Omówić pomiar parametrów elektrycznych systemu PV?		
19) Omówić celowość monitorowania systemy PV?		
20) Omówić częstotliwość próbkowania?		
21) Wymienić częste błędy podczas montażu paneli i konfiguracji?		
22) Omówić awarie izolacji?		
23) Omówić błędy dotyczące instalacji skrzynek elektrycznych, tras kablowych oraz przy deinstalacji?		
24) Wymienić typowe błędy instalacyjne związane z systemami mocowania?		
25) Omówić możliwości diagnozowania typowych “usterek” w systemach PV?		
26) Narysować normalną, prawidłową krzywą I–V zmierzoną w warunkach stabilnego natężenia promieniowania?		
27) Omówić błędy dotyczące instalacji skrzynek elektrycznych, tras kablowych oraz przy deinstalacji?		
28) Wymienić przyczyny zbyt stromego nachylenia „poziomej” części krzywej?		
29) Omówić pomiar napięcia obwodu otwartego?		
30) Opisać test diody blokującej?		
31) Omówić procedurę badania izolacji na mokro?		
32) Podać normę, na podstawie której dokonuje się okresowej weryfikacji systemu PV?		
33) Powiedzieć która norma opisuje zakres informacji, który powinny się znaleźć w protokole odbioru czy w raportach po przeprowadzanych kontrolach okresowych?		
34) Opisać ogólny przegląd instalacji DC?		
35) Omówić kontrolę ochrony przed skutkami wyładowań atmosferycznych oraz przepięć?		
36) Podać co określa norma IEC60364-9-1?		

W przypadku gdy wybrałeś odpowiedź „NIE” proponujemy powrót do materiału nauczania i ponowne jego przeanalizowanie celem osiągnięcia zamierzonych efektów uczenia się (wiedzy, umiejętności).
Ewentualnie sięgnij do dodatkowych źródeł informacji zaproponowanych przy każdym z tematów.

5. SŁOWNIK

Polski	Angielski
Akumulator	Battery
Amperogodzina (Ah)	Ampere Hour
Amperomierz szczypcowy	Clamp-on ammeter
Autonomiczny system PV	Stand-alone PV system
Bezpiecznik	Fuse
Całkowite nasłonecznienie na powierzchnię poziomą	Global Horizontal Irradiance
Całkowite nasłonecznienie w płaszczyźnie modułów	Global In-Plane Irradiance
Charakterystyka prądowo-napięciowa	Current-voltage
Dioda	Diode
Dioda bocznikująca	Bypass diode
Dioda zaporowa (blokująca)	Blocking Diode
Elektrolit	Electrolyte
Falownik	Inverter
Głębokość rozładowania	Depth of discharge
Gorący punkt	Hot spot
Kilowatogodzina (kwh)	Kilowatt hour
Kontroler bocznikujący	Shunt Controller
Kontroler szeregowy	Series controller
Krzem	Silicon
Laminacja	Encapsulation
Moduł PV	PV Module
Multimetr	Multimeter
Napięcie elektryczne	Voltage
Napięcie obwodu otwartego	Open circuit voltage
Napięcie znamionowe	Nominal Voltage
Nasłonecznienie	Irradiance
Natężenie promieniowania rozproszonego (DIF)	Diffuse Irradiance
Osprzęt systemu PV z wyłączeniem samych modułów fotowoltaicznych	Balance-of-system (BOS)
Plan bezpieczeństwa pracy	Safety plan
Pochyłomierz	Inclinometer
Połączenie równoległe	Parallel connection
Połączenie szeregowe	Series connection
Półprzewodnik	Semiconductor
Praca wyspowa	Islanding
Prąd elektryczny	Electric Current
Prąd stały	Direct-current (DC)

Polski	Angielski
Promieniowanie bezpośrednie prostopadłe (DNI)	Direct Normal Irradiance (DNI)
Punkt mocy maksymalnej	Peak (Maximum) Power Point (MPP)
Puszka połączeniowa	Junction Box
Pyranometr	Pyronometer
Regulator	Regulator
Regulator MPP (punktu mocy maksymalnej)	MPP Regulator
Sieć	Grid
Sprawność konwersji	Conversion Efficiency
Standardowe Warunki Testowania	Standard test conditions (STC)
Straty sprawności	Mismatch losses
Stratyfikacja	Stratification
Strefa ekwipotencjalna	Equipotential Zone
System hybrydowy	Hybrid System
System o stałym nachyleniu	Fixed Tilt Array
System przyłączony do lokalnej sieci energetycznej	Grid-connected system
System rozproszony	Distributed system
System śledzący	Tracking system
System uziemiający	Grounding system
Szereg	String
Szereg modułów	Array
Śledzenie jednoosiowe	One-axis tracking
Środki Ochrony Indywidualnej (ŚOI)	Personal Protective Equipement (PPE)
Transformator separacyjny	Isolating transformer
Uziemienie	Earthing system
Uziemienie ochronne	Protective earthing
Uziom	Grounding conductor
Wat	Watt (W)
Wolt	Volt (V)
Współczynnik wydajności	Performance ratio
Współczynnik wypełnienia	Filling Factor
Wyłącznik termomagnetyczny	Thermomagnetic switch
Zasiarczenie	Sulfation
Zestaw akumulatorowy	Battery bank
Zestaw PV:	PV array
Zjawisko fotowoltaiczne	PV effect

8. LITERATURA

1. EC61724 Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis.
2. European Commission 6th Framework Programme (IP Performance): Monitoring guidelines for photovoltaic systems.
3. IEC 60904-2: Photovoltaic devices – Part 2: Requirements for reference solar devices.
4. IEC 60904-6: Photovoltaic devices – Part 6: Requirements for reference solar modules.
5. IEC 61215: Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval.
6. IEC 61829: Crystalline silicon photovoltaic (PV) array – On-site measurement of I-V characteristics.
7. NMI M 6-1 Electricity Meters Part 1: Metrological and Technical Requirements.
8. WMO, No. 8: Guide to meteorological Instruments and Methods of Observation: (CIMO guide).
9. PN-IEC 60364-3:2000 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych – Ustalanie ogólnych charakterystyk.
10. PN-IEC 60364-5-523:2001 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych – Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Obciążalność prądowa długotrwała przewodów.
11. PN-HD 60364-5-51:2011 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych – Część 5-51: Dobór
12. i montaż wyposażenia elektrycznego – Postanowienia ogólne.
13. PN-IEC 60364-5-52:2002 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych – Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Oprzewodowanie.
14. PN-HD 60364-5-52:2011 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 5-52: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego.
15. PN-IEC 60364-5-53:2000 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych – Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Aparatura rozdzielcza i sterownicza.
16. PN-HD 60364-5-54:2010 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 5-54: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Uziemienia, przewody ochronne i przewody połączeń ochronnych.
17. PN-HD 60364-5-56:2010 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 5-56: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Instalacje bezpieczeństwa.
18. PN-HD 60364-5-534:2009 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 5-53: Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Odłączanie izolacyjne, łączenie i sterowanie – Sekcja 534: Urządzenia do ochrony przed przepięciami.
19. PN-IEC 60364-5-537:1999 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych – Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego – Aparatura rozdzielcza i sterownicza – Urządzenia do odłączania izolacyjnego i łączenia.
20. PN-HD 60364-6:2008 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 6: Sprawdzanie.
21. PN-HD 60364-7-712:2007 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych – Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania
22. IEC 60364-9-1 wymagania przy montażu, projektowaniu i w zakresie bezpieczeństwa systemów fotowoltaicznych (PV).
23. PN-IEC 60755 Różnicowoprądowe urządzenia ochronne.
24. IEC 61730 Kwalifikacja bezpieczeństwa modułów PV.

25. PN-EN 50272-2:2007 Wymagania dotyczące bezpieczeństwa baterii wtórnych i instalacji baterii – Część 2: Baterie stacjonarne.
26. PN-EN 62305-1 do 4 Ochrona odgromowa.
27. PVTRIN Handbook for Solar Installers.