Odbiór systemu fotowoltaicznego (PV) – procedury i dokumentacja – cz. 1

System fotowoltaiczny (PV) musi odpowiadać wymaganiom zarówno samego użytkownika – m.in. w zakresie przewidywanej wydajności, długoletniej niezawodności oraz bezpieczeństwa obsługi i eksploatacji – jak i często wymaganiom instytucji finansujących bądź współfinansujących inwestycję, np. w zakresie zakładanej produktywności energii elektrycznej.

Dr inż. Tadeusz Żdanowicz, Politechnika Wrocławska
Wydz. Elektroniki Mikrosystemów i Fotoniki, SolarLab
Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki (PTPV)

Procedura odbioru systemu PV, zakończona jego uruchomieniem i rozpoczęciem eksploatacji, a także regularne okresowe przeglądy kontrolne mają na celu wyeliminowanie bądź znaczące obniżenie zagrożeń i ryzyk związanych z instalacją i eksploatacją systemów PV (wymienionych w Tabeli 1).

Metody testowania podstawowych parametrów eksploatacyjnych, a także procedury weryfikacji jakości i bezpieczeństwa instalacji systemów PV powinny być zgodne z zaleceniami normy EN 62446 (EN 62446: 2010 *Systemy fotowoltaiczne przyłączone do sieci elektrycznej – Minimalne wymagania dotyczące dokumentacji systemu, badań rozruchowych i kontroli*; tłumacz. normy: IEC 62446 *Grid connected PV systems – Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection*).

Ponadto instalacja elektryczna systemu PV powinna odpowiadać wymaganiom ujętym w takich dokumentach normatywnych, jak:

PN-HD 60364-6 *Instalacje elektryczne niskiego napięcia* (wszystkie części),

a w szczególności:

- PN-HD 60364-6 *Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 6: Sprawdzanie;*
- PN-HD 60364-7-712:2016 – *Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych – Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania* (wersja ang.);
- PN-EN 60755:2017 *Wymagania ogólne dotyczące urządzeń ochronnych różnicowoprądowych;*
- PN-EN 61557 *Bezpieczeństwo elektryczne w niskonapięciowych sieciach elektroenergetycznych o napięciach przemiennych do 1000 V i stałych do 1500 V – Urządzenia przeznaczone do sprawdzania, pomiarów lub monitorowania środków ochronnych* (wszystkie części);
- PN-EN 61730-1 Ed. 2 *Ocena bezpieczeństwa modułu fotowoltaicznego (PV) – **Część 1**: Wymagania dotyczące konstrukcji.*

W dalszej części artykułu omówione zostaną ważniejsze procedury i przykłady szablonów dokumentów proponowanych w PN 62446 dla właściwego odbioru systemu PV.

Norma EN 62446

Norma EN 62446 jest obowiązującym dokumentem określającym zalecenia związane z odbiorem i kontrolą okresową systemu PV przyłączonego do sieci energetycznej. Sformułowane w dokumencie zalecenia dotyczą zarówno samych procedur kontrolnych i pomiarowych, sposobu interpretacji wyników, jak i minimalnych wymagań związanych z formą dokumentacji odbiorczej i zakresem informacji, które powinny być w niej ujęte. Dokumentacja taka powinna być sporządzona przez dostawcę systemu i dostarczona właścicielowi lub administratorowi systemu po zakończeniu instalacji. Powinna ona zawierać podstawowe dane dotyczące konfiguracji, parametrów elektrycznych i wszelkich innych aspektów dotyczących systemu koniecznych dla

Tabela 1. Przykłady typowych zagrożeń związanych z instalacją i eksploatacją systemów PV

Zagrożenia rodzące niekorzystne skutki finansowe	Zagrożenia związane z bezpieczeństwem	Zagrożenia związane ze zjawiskami atmosferycznymi
• Opóźnienie dostawy/instalacji systemu • Niska, poniżej przewidywanej, efektywność systemu • Usterki/wady systemu i związana z nimi obniżona produktywność • Wysoki koszt utrzymania, serwisowania, napraw i koniecznych wymian elementów • Szkody związane z aktami wandalizmu lub kradzieży • W przypadku instalacji związanej z obiektem budowlanym: niepożądane oddziaływanie lub wręcz uszkodzenia struktury budynku	• Porażenia elektryczne • Pożar • Nadmierne obciążenia statyczne (np. śniegiem) • Zagrożenie zawalenia się konstrukcji (np. wadliwa lub źle zaprojektowana konstrukcja wsporcza) • Ryzyko związane z innymi wypadkami losowymi	• Burze • Wyładowania atmosferyczne • Śnieg, oblodzenia • Gradobicie • Spadające kamienie, osuwający się grunt, trzęsienia ziemi lub powódź • Warunki pogodowe w trakcie samej instalacji systemu

jego prawidłowej eksploatacji, konserwacji oraz bieżącej i okresowej kontroli. Przestrzeganie procedur i reguł sformułowanych w EN 62446 ma zapewnić wieloletnią niezawodną i, co bardzo ważne, bezpieczną eksploatację systemu. Dokument przeznaczony jest przede wszystkim do użytku przez projektantów, instalatorów, serwisantów oraz firm audytujących instalacje PV.

Kontrole systemu, zarówno odbiorcza, jak i okresowe, powinny być przeprowadzane przez osobę uprawnioną z odpowiednimi kwalifikacjami, takimi jak uprawnienia elektryczne SEP kategorii E1 (montaż, instalacja, eksploatacja systemów elektrycznych do 1 kV). Zaleca się także, by instalacja systemów PV realizowana była przez osoby wyszkolone w tym zakresie (w Polsce może być to certyfikat instalatora systemów PV potwierdzony przez Urząd Dozoru Technicznego).

Dokumentacja związana z zainstalowanym systemem PV

Poprawnie sporządzona dokumentacja systemu PV wraz ze specyfikacją wszystkich urządzeń elektrycznych w nim zainstalowanych powinna być warunkiem koniecznym dla pozytywnego wyniku odbioru początkowego (rozruchu), a także późniejszych kontroli okresowych.

Część informacyjną dokumentacji można podzielić na kilka podstawowych części takich jak: opis systemu – informacje podstawowe o systemie, specyfikacja połączeń elektrycznych po stronie DC oraz specyfikacja połączeń po stronie AC.

Opis systemu

Informacje podstawowe:

- Identyfikacja projektu – nazwa, lokalizacja; jeśli dotyczy i jest możliwe, to również źródło współfinansowania (np. NFOŚiGW Prosument 222/2014), właściciel/inwestor itp.
- Znamionowa moc systemu (w [kW] DC lub [kVA] AC)
- Falowniki, moduły PV – producent, model, liczba urządzeń
- Data wykonania instalacji lub/i data oddania instalacji do użytkowania

Informacje dotyczące projektanta oraz wykonawcy systemu (w przypadku gdy zaangażowana była więcej niż jedna firma, wymagane informacje powinny być podane dla wszystkich firm wraz z opisem ich roli w projekcie):

- Nazwy firm lub nazwiska osób fizycznych, osoba kontaktowa (nazwisko) – adres(-y), numer telefonu, fax, adres e-mail, posiadane kompetencje/uprawnienia

Specyfikacja i schemat połączeń elektrycznych po stronie DC – pole modułów PV:

- Specyfikacja pola modułów:
  - Schemat połączeń elektrycznych (minimum jednokreskowy)
  - Schemat połączeń łańcuchów modułów PV
  - Typ modułów
  - Łączna liczba modułów
  - Liczba łańcuchów + liczba modułów w łańcuchu
- Specyfikacja okablowania poszczególnych łańcuchów – typ, rozmiar itp.
- Napięcie znamionowe łańcuchów
- Specyfikacja zabezpieczeń ochronnych, nadprądowych (jeżeli zostały zainstalowane)
- Typ diod zabezpieczających, tzw. by-pass, oraz blokujących (jeżeli dotyczy)
- Specyfikacja okablowania (poza łańcuchami) – rozmiar, typ itp.
- Lokalizacja (fizyczna) w obrębie instalacji skrzynek połączeniowych (sumatorów) prądów/napięć (jeżeli dotyczy)
- Lokalizacja (fizyczna) w obrębie instalacji wyłącznika DC (jego parametry znamionowe: napięcie/prąd)
- Lokalizacja (fizyczna) w obrębie instalacji urządzenia ochronnego nadprądowego pola modułów (jeżeli dotyczy) – typ parametry znamionowe

Wskazane jest, aby wymienione wyżej informacje zostały przedstawione jako adnotacje na jednym schemacie. W przypadku większych systemów, w sytuacji gdy przestrzeń na schemacie może być ograniczona, informacje takie mogą być prezentowane w postaci tabeli.

Specyfikacja – obwód prądu przemiennego AC:

- Schemat połączeń i zawarte w nim informacje – lokalizacja (fizyczna) rozłącznika, zabezpieczenia nadprądowego oraz różnicowego – typy i parametry
- Parametry wszystkich przewodów i elementów uziemiających – rozmiar, typ, w tym szczegóły dotyczące połączeń wyrównujących potencjał metalowej ramy konstrukcji wsporczej pola modułów
- Informacje dotyczące instalacji odgromowej
- Lokalizacja (fizyczna), typ i parametry zainstalowanych urządzeń ochrony przeciwprzepięciowej (zarówno na liniach AC, jak i DC)

UWAGA: W przypadku systemów z trzema lub więcej łańcuchami PV konieczny jest rysunek pokazujący podział pola modułów oraz jak połączone są ze sobą poszczególne łańcuchy (może być to szczególnie przydatne przy lokalizacji usterki w przypadku instalacji montowanych na budynkach, gdzie dostęp do tylnej części modułów jest utrudniony).

Ponadto w dokumentacji powinny znaleźć się następujące informacje:

- Wyniki badań i dane z odbioru systemu
- Karty katalogowe i dokumenty gwarancyjne (z datą rozpoczęcia i okresem ważności) modułów, falowników, a jeżeli to możliwe, również konstrukcji mechanicznej
- Opis procedury weryfikującej prawidłowość pracy systemu
- Procedury wyłączania systemu PV dostępne w miejscu instalacji
- Informacje dotyczące procedur bezpieczeństwa, lista kontrolna postępowania w przypadku wystąpienia awarii systemu
- Procedury awaryjnego wyłączenia/rozłączania systemu – dostępne w widocznym miejscu
- Uwagi dotyczące ewentualnych przyszłych prac budowlanych z polem modułów PV (np. prace dachowe)
- Dokumentacja określającą zakres stosowanych gwarantowanych czynności (prac) oraz gwarancje związane z zagrożeniami pogodowymi (np. gradobicia, wichury itp.)
- Informacje dotyczące eksploatacji/konserwacji systemu (procedury, zalecenia, uwagi)
- Opis postępowania w alarmowych sytuacjach awaryjnych, np. pożaru – powinny być dostępne także w miejscu instalacji (dotyczy przede wszystkim dużych instalacji)

Tabela 2. Test kategorii 1, 2 oraz testy dodatkowe po stronie DC systemu PV	
Test kategorii 1	
Sprawdzenie ciągłości uziemienia i połączeń wyrównujących potencjał	W przypadku, gdy uziemienia ochronne i/lub połączenia wyrównujące potencjał po stronie DC są zamontowane, a ramy pola modułów PV są połączone, test ciągłości należy wykonać dla wszystkich części przewodzących. Należy sprawdzić podłączenie do głównego zacisku uziemiającego.
Sprawdzenie polaryzacji łańcuchów modułów PV w miejscu ich łączenia	Polaryzacja przewodów DC powinna być zweryfikowana dla każdego łańcucha PV za pomocą odpowiednich urządzeń pomiarowych, np. multimetru cyfrowego; należy sprawdzić, czy kable są prawidłowo zidentyfikowane i prawidłowo podłączone do urządzeń systemowych, takich jak przełączniki lub falowniki. **UWAGA!** Ze względów bezpieczeństwa oraz w celu zapobiegania uszkodzeniom podłączonego sprzętu niezwykle ważne jest, aby przeprowadzić kontrolę polaryzacji przed innymi badaniami, przed zamknięciem przełączników lub włączeniem zabezpieczenia nadprądowego łańcuchów PV. Jeśli przy sprawdzaniu wcześniej podłączonego systemu wykryje się odwrotną polaryzację łańcucha PV, to należy sprawdzić, czy moduły i diody bocznikujące (by-pass) nie zostały uszkodzone w wyniku tego błędu.
Sprawdzenie skrzynki połączeniowej (sumatora)	Pojedynczy łańcuch połączony w odwrotnej polaryzacji w polu sumatora łańcuchów PV może być czasem łatwo przeoczony. Konsekwencje odwróconej polaryzacji, szczególnie w większych systemach z wieloma, często połączonymi ze sobą polami sumatorów, mogą być poważne. Celem badania skrzynki sumatora jest upewnienie się, że wszystkie łańcuchy połączone są ze sobą na polu sumatora prawidłowo. Test należy przeprowadzić (np. przy użyciu multimetru), aby upewnić się, że wszystkie obwody w skrzynce połączeniowej zostały połączone prawidłowo o prawidłowej polaryzacji. Procedura badania: • ustawić woltomierz na zakres napięcia równy co najmniej dwukrotnej wartości maksymalnego napięcia systemu; • włożyć wszystkie bezpieczniki po stronie „-", tworząc dla łańcuchów modułów wspólną szynę „-"; • nie wkładać żadnych bezpieczników po stronie „+"; • zmierzyć napięcie obwodu otwartego z pierwszego łańcucha, pomiędzy plusem i minusem, i upewnić się, że jest to wartość oczekiwana; • pozostawić jeden przewód pomiarowy przy biegunie „+" pierwszego badanego łańcucha i umieścić drugi przewód na dodatnim biegunie następnego łańcucha. Ponieważ oba łańcuchy mają wspólny biegun „-", zmierzone napięcie powinno być bliskie zeru, w dopuszczalnym zakresie tolerancji ±15 V; • należy kontynuować pomiary na kolejnych łańcuchach z wykorzystaniem pierwszego obwodu dodatniego jako odniesienia; • stan odwrotnej polaryzacji będzie wyraźnie widoczny na łańcuchu, na którym mierzone napięcie będzie ok. dwa razy większe niż napięcie systemu.
Pomiar napięcia obwodu otwartego V_{OC} każdego łańcucha PV	Celem badań napięcia obwodu otwartego jest zweryfikowanie, czy moduły PV w łańcuchu są połączone prawidłowo. Błędna liczba modułów, brak połączeń lub uszkodzenie diody by-pass jest stosunkowo częstym błędem w szczególności w większych instalacjach. Test pozwala na szybkie wykrycie każdego błędu tego typu. Pomiar należy przeprowadzić, rozłączając każdy łańcuch i mierząc napięcie obwodu otwartego. Należy także zmierzyć natężenie promieniowania, tak aby test miał miejsce w stabilnych warunkach z równocześnie odczytanym i zarejestrowanym natężeniem promieniowania. **UWAGA:** Zbyt niskie napięcie V_{OC} może być spowodowane błędną polaryzacją jednego lub kilku modułów, lub niepoprawnym połączeniem (przerwa w obwodzie). Zbyt wysokie napięcie V_{OC} wynika zwykle z błędów w okablowaniu. **UWAGA!** Napięcie obwodu otwartego z każdego łańcucha PV należy mierzyć przed zamknięciem jakichkolwiek przełączników lub instalacji nadprądowych urządzeń zabezpieczających (jeżeli są na wyposażeniu). Zmierzone wartości V_{OC} łańcuchów PV należy ocenić czy są zgodne z wartością oczekiwaną (zazwyczaj z tolerancją 5%), wykorzystując jeden z poniższych sposobów: • porównanie z wartością wynikającą z karty katalogowej użytych modułów; • pomiar V_{OC} na jednym module, a następnie przy użyciu tej wartości do obliczenia wartości oczekiwanej dla łańcucha (najbardziej odpowiedni, gdy istnieją stabilne warunki natężenia promieniowania); • w przypadku systemów z wieloma identycznymi łańcuchami, przy stabilnych warunkach natężenia promieniowania w czasie pomiaru, napięcia łańcuchów mogą być porównywane; • w przypadku systemów z wieloma identycznymi łańcuchami, gdy natężenie promieniowania nie było stabilne w trakcie pomiaru, napięcia między łańcuchami mogą być porównywane poprzez wykonanie wielokrotnych pomiarów i po ustaleniu łańcucha referencyjnego.
Pomiar prądu zwarciowego I_{SC} każdego łańcucha PV	Celem badań prądu zwarciowego łańcucha modułów PV jest sprawdzenie, czy zmierzony prąd mieści się w oczekiwanym zakresie. Test weryfikuje, czy nie ma wad w zakresie okablowania. Nie powinno się traktować wyników tych badań jako wyznacznika wydajności systemu, a jedynie jako informacje o prawidłowości działania systemu. Możliwe są dwie metody wykonania testu: a) Łańcuch modułów PV – test zwarciowy bez pracy systemu Należy wykonać test za pomocą: • miernika umożliwiającego pomiar prądu zwarciowego (np. tester PV), • przełącznika zwierającego wprowadzanego chwilowo do obwodu, • urządzenia odłączającego obciążenie. b) Łańcuch modułów PV – test zwarciowy podczas pracy systemu Test może być wykonany z użyciem amperomierza cęgowego. Uwaga: Tam, gdzie jest to możliwe, należy wykonywać test zwarcia, który jest bardziej miarodajny, ponieważ wyklucza ewentualny wpływ falowników.
Testy funkcjonalne	Zaleca się: • sprawdzenie rozdzielnic i urządzeń sterujących, czy są one prawidłowo zamontowane i podłączone w celu zapewnienia prawidłowego działania; • sprawdzenie falowników zgodnie ze wskazaniami producenta, w celu zapewnienia ich prawidłowego działania.

Badanie rezystancji izolacji przewodów DC	Badanie należy wykonać dla wszystkich pól PV jako minimum, mogą być sprawdzane poszczególne łańcuchy. Możliwe są dwie metody badań: 1. Pomiar rezystancji pomiędzy zaciskiem dodatnim pola modułów PV a ziemią, a następnie między zaciskiem ujemnym pola modułów PV a ziemią; 2. Pomiar rezystancji test pomiędzy zwartymi zaciskami (ujemnym i dodatnim) pola modułów PV a ziemią. W przypadku gdy rama jest uziemiona i jest ciągła na całej długości łańcucha modułów PV, do pomiaru może zostać użyty każdy punkt tej ramy. W przypadku braku dostępnych części przewodzących prąd (przykładowo dachówki PV), badania przeprowadza się między przewodami elektrycznymi tablicy a uziomem budynku. **UWAGA 1**: W celu zminimalizowania ryzyka związanego z możliwością powstania łuku elektrycznego w przypadku metody 2 przyjmuje się, że dodatnie i ujemne przewody pola modułów PV mają być zwarte w bezpieczny sposób. Zazwyczaj realizuje się to za pomocą odpowiedniego urządzenia przełączającego. Takie urządzenie zawiera przełącznik DC pozwalający na bezpieczne zwarcie i rozwarcie obwodu. **UWAGA 2**: Procedury badania powinny być tak zaprojektowane, aby zapewniać, że napięcie szczytowe nie przekracza napięcia granicznego modułów, przełączników, ograniczników przepięć i innych elementów systemu. Przed przystąpieniem do testu należy: • ograniczyć dostęp nieupoważnionych pracowników; • odizolować pole modułów PV od falownika (zazwyczaj za pomocą rozłącznika pola modułów PV); • odłączyć jakiekolwiek części urządzeń, które mogą mieć wpływ na pomiar izolacji (np. zabezpieczenia przed przepięciem) w skrzynce połączeniowej/sumatora.
Test kategorii 2[1]	
Pomiar krzywej prądowo-napięciowej I-V poszczególnych łańcuchów modułów PV[2]	Badanie krzywej napięciowo-prądowej I-V dostarcza informacji o parametrach takich jak: • napięcie obwodu otwartego i prąd zwarcia, • punkt mocy maksymalnej, który śledzi falownik, • badanie wydajności pola modułów PV, • diagnostyka wad pojedynczego modułu oraz łańcucha lub problemów związanych z zacienieniem części pola PV. Interpretując kształt krzywej I-V, możemy zdiagnozować następujące problemy: • uszkodzenia ogniw/modułu, • zwarcie diody bocznikującej (by-pass), • zacienienie, • niedopasowanie elektryczne modułów w łańcuchu, • nadmierną rezystancję szeregową, • obecność bocznika rezystancyjnego. Zaleca się, aby wartości natężenia promieniowania były większe niż 100 W/m^2. Na wykresie krzywej należy przeanalizować widoczne odchylenia od prawidłowego kształtu krzywej lub oczekiwanych parametrów elektrycznych. Informacje na temat interpretacji krzywej prądowo-napięciowej I-V omówione będą w cz. II artykułu.
Kontrola obrazu łańcuchów modułów w zakresie podczerwieni kamerą termowizyjną[3]	Celem badań pola modułów PV przeprowadzanych kamerą termowizyjną jest wykrycie obszarów o nadmiernie podwyższonej temperaturze. Pozwala to diagnozować problemy dotyczące zarówno pojedynczych modułów, jak i całego pola PV takich jak: odwrotne spolaryzowanie ogniwa, brak diody bocznikującej (by-pass), słabe połączenia, złe lutowanie lub inne wady prowadzące do lokalnego wzrostu temperatury. Podczas badania warunki natężenia promieniowania powinny być stabilne i utrzymujące się na poziomie wyższym niż 600 W/m^2. Falownik powinien pracować w trybie pracy normalnej. Należy zeskanować każdy moduł w łańcuchu PV.
Badania dodatkowe[4]	
Pomiar napięcia względem uziemienia	Badanie to jest wykorzystywane w celu oceny systemów, które wykorzystują wysokoimpedancyjne (rezystancyjne) połączenie do ziemi.
Test diod blokujących	Dioda blokująca może być uszkodzona zarówno w stanie rozwarcia jaki zwarcia; test jest stosowany dla instalacji, w których są zamontowane diody blokujące. Wszystkie diody powinny być skontrolowane w celu potwierdzenia, że są one prawidłowo podłączone (polaryzacja prawidłowa) i że nie ma objawów ich przegrzania lub spalenia. W normalnym trybie pracy napięcie na diodzie blokującej (ang. *voltage on blocking diode* – V_{BD}) powinno wynosić: **$V_{BD} \cong 0{,}5$ V – 1,65 V.** **UWAGA:** W przypadku gdy napięcie wykracza poza ten zakres, system musi być zbadany w celu określenia, czy jest to uszkodzenie jednostkowe, czy wynika z innej usterki systemu.
Badanie izolacji na mokro	Test stosowany głównie w celu znalezienia uszkodzenia, w przypadku gdy wyniki w standardowych warunkach (zazwyczaj w otoczeniu suchym) testu izolacji są wątpliwe lub gdy izolacja z powodu usterek lub wad produkcyjnych instalacji jest podejrzana.
Ocena wpływu częściowego zacienienia (badanie pomocne w sytuacji, gdy wymagane są dodatkowe gwarancje na wydajności systemu)	Podczas odbioru nowego systemu PV, weryfikacja i zapisy warunków powykonawczych zacienienia mogą być przydatne; podobnie jak dla pomiarów elektrycznych opisanych, ocena zacienienia zapewnia odniesienie dla przyszłych porównań w przypadku zmiany warunków zacienienia powierzchni pola PV. **UWAGA!** Wynik testu może być przydatny w celu sprawdzenia, czy założenia dotyczące zacienienia przyjęte na etapie projektowania systemu są widoczne w wybudowanym systemie.

[1] Przeznaczone są dla dużych i bardziej złożonych systemów PV, a także w celu bardziej precyzyjnej, specjalistycznej diagnostyki; przed rozpoczęciem badań kategorii 2 powinny być przeprowadzone badania zawarte w procedurze testowej kategorii 1.

[2] W przypadku gdy wykonywane są pomiary krzywej I-V poszczególnych łańcuchów, oddzielne pomiaru prądu I_{0C} lub napięcia V_{0C} nie są już konieczne, gdyż parametry te wyznaczane są na podstawie zmierzonych charakterystyk I-V; w sytuacji gdy klient oczekuje oceny wydajności systemu PV, wynik pomiaru należy dołączyć do standardowych badań kategorii 1 jako częściowy element procedury testowej kategorii 2.

[3] W normie EN 62446 znaleźć można klauzule pomocne w identyfikacji wad systemu ujawnianych na obrazie termowizyjnym.

[4] Badania zalecane w przypadku diagnostyki, gdy pozostałe badania nie są wystarczające lub na żądanie klienta.

Procedury przeprowadzania audytu

Wstępny opis badań

Norma EN 62446 wyróżnia kilka kategorii testów kontrolnych i diagnostycznych – kategoria 1, kategoria 2 oraz testy dodatkowe (opcjonalne). Przeprowadzenie testu kategorii 1 jest absolutnym minimum oceny poprawności działania systemu PV i stanowi podstawę do stwierdzenia i zakwalifikowania systemu PV jako bezpiecznego i poprawnie działającego w zakresie odbioru i przekazu energii elektrycznej do sieci. Wykonanie testu kategorii 2, chociaż nie tak restrykcyjnie obligatoryjnego, zaleca się jednak w celu zweryfikowania wydajności systemu, a także wykrycia jego ewentualnych usterek. W ramach tego testu wykonywane są m.in. pomiar charakterystyki prądowo-napięciowej (I-V) oraz badanie pola PV kamerą termowizyjną.

Test kategorii 2 powinien być wykonany w przypadku wykrycia usterek systemu w trakcie przeprowadzania testu kategorii 1.

Podstawowy specjalistyczny sprzęt diagnostyczny potrzebny do oceny jakości systemów PV to:

- tester rezystancji izolacji,
- multimetr (zakres pomiaru napięcia do 1000 V DC lub 1500 V DC),
- amperomierz cęgowy,
- elementy i kable przyłączeniowe (np. z końcówkami w standardzie MC4), elementy do realizacji chwilowego zwarcia itp.,
- urządzenie do pomiaru krzywych I-V (tzw. IV curve tracer) z opcją pomiaru natężenia promieniowania i temperatury modułu,
- kamera termowizyjna.

Wstępne oględziny systemu PV:

Strona DC:

Wstępne oględziny każdego systemu powinny objąć następujące elementy:

Przegląd ogólny, który ma zweryfikować, czy:

- system DC został zaprojektowany, wyspecyfikowany i zainstalowany zgodnie z wymaganiami normy IEC 60364, a w szczególności jej części IEC 60364-9-1;
- maksymalne napięcie pola modułów PV jest odpowiednie dla lokalizacji systemu PV (IEC 60364-9-1 i lokalne przepisy mogą stanowić, że systemy PV powyżej pewnego napięcia mogą być instalowane tylko w określonych lokalizacjach);
- wszystkie elementy systemu i struktury montażowe zostały wybrane i zamontowane w taki sposób, aby wytrzymać oddziaływanie spodziewanych warunków zewnętrznych, takich jak wiatr, śnieg, ekstremalne temperatury lub narażenia na korozję;
- mocowania dachowe i przepusty przewodów elektrycznych są odporne na warunki atmosferyczne (tam, gdzie ma to zastosowanie).

Ochrona przed porażeniem prądem elektrycznym:

Kontrola instalacji DC powinna objąć co najmniej weryfikację przyjętych środków w celu ochrony przed porażeniem prądem elektrycznym w przypadku wystąpienia wad izolacji, w tym:

- środki ochronne przewidziane przy stosowaniu bardzo niskiego napięcia (SELV / PELV);
- ochrona przez zastosowanie klasy II lub równoważnej izolacji zastosowanej po stronie DC;

Tabela 3. Minimalne wartości rezystancji izolacji – pola modułów PV o mocy ≤ 10 kWp (w przypadku większych systemów pole modułów powinno zostać podzielone do testów na pola o mocy ≤ 10 kWp)

Napięcie systemu PV ($V_{OCSTC} \times 1{,}25$)	Napięcie testowe	Minimalna rezystancja izolacji
< 120 V	250 V	0,5 MOhm
120 – 500 V	500 V	1 MOhm
> 500 V	1000 V	1 MOhm

- przewody i połączenia łańcuchów PV i pola modułów PV zostały wybrane i zainstalowane w sposób minimalizujący ryzyko wystąpienia zwarć pomiędzy nimi i zwarć doziemnych; zazwyczaj osiąga się przez zastosowanie kabla z izolacją ochronną i wzmocnioną (często określaną jako podwójna izolacja).

Ochrona przed skutkami uszkodzenia izolacji:

Kontrola instalacji DC powinna objąć co najmniej weryfikację obowiązujących środków w celu ochrony przed skutkami uszkodzenia izolacji, w tym:

- separacja galwaniczna wewnątrz falownika lub po stronie AC;
- uziemienie funkcjonalne każdego elementu przewodzącego (**UWAGA:** znajomość separacji galwanicznej i funkcjonalnych rozwiązań uziemienia jest niezbędna dla ustalenia, czy prawidłowo zostały określone środki mające na celu ochronę przed skutkami uszkodzenia izolacji);
- system alarmowy wykrywania niskiej rezystancji izolacji pomiędzy polem modułów PV a ziemią – zgodność z wymaganiami normy IEC 60364-9-1 (**UWAGA:** opcja najczęściej zapewniana jest przez falownik).

Zabezpieczenie nadprądowe:

Kontrola instalacji DC powinna objąć co najmniej weryfikację zabezpieczeń nadprądowych w obwodach prądu stałego:

- w przypadku systemu bez zabezpieczenia nadprądowego w łańcuchach modułów PV należy upewnić się, że:
  - IMOD_MAX_OCPR (maksymalny prąd znamionowy bezpiecznika szeregowego w łańcuchu) jest większy niż możliwy prąd wsteczny;
  - okablowanie łańcuchów modułów PV jest dobrane tak aby przenieść maksymalny prąd zwarciowy z równolegle podłączonych łańcuchów (**UWAGA:** do obliczania prądów wstecznych pola modułów PV należy stosować normę IEC 60364-9-1);
- należy upewnić się, że urządzenia ochronne nadprądowe użyte w poszczególnych w łańcuchach są odpowiednie, właściwie zainstalowane i zgodne z wymaganiami normy IEC 60364-9-1; podobnie należy postępować, gdy zabezpieczenie nadprądowe zainstalowane zostało dla całego pola modułów PV lub jakiejś jego sekcji.

Instalacja uziemiająca:

Kontrola instalacji uziemienia strony DC powinna objąć co najmniej sprawdzenie:

- w przypadku, gdy system PV zawiera funkcjonalne uziemienie jednego z przewodów DC – zgodności specyfikacji i zainstalowania tego uziemienia z wymogami normy IEC 60364-9-1;

- w przypadku gdy system PV posiada bezpośrednie połączenie do ziemi po stronie DC - zgodności zastosowanego rozłącznika z wymaganiami normy IEC 60364-9-1;
- zgodności sposobu połączeń uziemiających ramy pola modułów PV z wymaganiami normy IEC 60364-9-1 (**UWAGA:** lokalne przepisy mogą wymagać różnych połączeń).
- w przypadku, gdy są zainstalowane uziemienie ochronne i/lub przewody wyrównujące potencjały, należy sprawdzić, czy są one ułożone równoległe do przewodów DC i związane z nimi.

Przed pomiarami testowymi i włączeniem zasilania PV należy przeprowadzić kontrolę instalacji elektrycznej systemu zgodnie z kryteriami normy IEC 60364-6.

UWAGA: W przypadku przewodów elektrycznych, które po zakończeniu montażu systemu mogą znaleźć się w miejscach trudno dostępnych, konieczne może być ich sprawdzanie jeszcze przed lub w trakcie prac instalacyjnych.

Dobór i instalacja wyposażenia elektrycznego:

Kontrola instalacji DC powinna objąć co najmniej sprawdzenie, czy wszystkie elementy przeznaczone są do pracy ciągłej DC i przy maksymalnych możliwych wartościach napięcia i prądu, jak to zostało określone w normie IEC 60364-9-1.

UWAGA: Podczas kontroli systemu DC wymagana jest znajomość maksymalnych wartości napięcia i prądu, jakie mogą się pojawić w systemie, przy czym:

- maksymalne napięcie systemu jest funkcją konfiguracji łańcuchów modułów/pola modułów PV, napięcia obwodu otwartego (V_{OC}) modułów i mnożnika uwzględniającego ekstremalne zmiany temperatury i natężenia oświetlenia (typowo stosowana wartość mnożnika to 1,3);
- maksymalny możliwy prąd zwarcia jest funkcją konfiguracji łańcuchów modułów/pola modułów PV, prądu zwarcia modułów (I_{SC}) i mnożnika uwzględniającego zmiany temperatury i natężenia promieniowania (typowo stosowana wartość mnożnika to 1,5);
- instalacje elektryczne zostały dobrane i zmontowane tak, aby mogły wytrzymać przewidywane oddziaływanie czynników zewnętrznych, takich jak: wiatr, oblodzenia, skrajne temperatury, promieniowanie słoneczne i UV;
- sposób izolowania i rozłączania łańcuchów, pola modułów PV i sekcji modułów PV został zrealizowany zgodnie z wymaganiami normy IEC 60364-9-1;
- rozłącznik DC jest zainstalowany po stronie DC falownika zgodnie z wymaganiami normy IEC 60364-9-1 (**UWAGA:** norma IEC 60364-9-1 określa cztery różne sposoby instalacji rozłącznika; zastosowany rodzaj i miejsce rozłącznika powinny być przedstawione w raporcie z odbioru systemu);
- w przypadku gdy zainstalowane zostały diody blokujące, należy upewnić się, że ich znamionowe napięcie zaporowe wynosi co najmniej $2 \times V_{OCSTC}$ łańcucha modułów PV, w którym diody zostały zamontowane (norma IEC 60364-9-1);
- wtyczki i gniazda połączeniowe są tego samego typu i tego samego producenta i odpowiadają wymaganiom normy IEC 60364-9-1.

Strona AC:

Przegląd ogólny, który ma zweryfikować, czy:

- rozłącznik izolacyjny falownika jest umieszczony po stronie napięcia zmiennego;
- wszystkie urządzenia rozłączające i przełączające zastosowane w instalacji PV okablowane są od strony obciążeń, a sieć publiczna od strony źródła;
- parametry pracy falownika zostały zaprogramowane zgodnie z lokalnymi przepisami;
- w przypadku gdy element RCD zabezpieczenia różnicowego został zainstalowany w obwodzie prądu przemiennego zasilającego falownik, należy upewnić się, że element ten został dobrany zgodnie z wymaganiami normy IEC 60364-9-1.

UWAGA: W przypadku niektórych falowników mogą być wymagane bezpieczniki RCD typu B (zwłoczne).

Oznakowanie i identyfikacja:

Sprawdzić należy co najmniej, czy:

- oznakowanie wszystkich układów, urządzeń zabezpieczających, przełączników i zacisków zostało wykonane zgodnie z wymaganiami normy IEC 60364 w ogólności oraz 60364-9-1 w szczególności;
- zamieszczono na wszystkich obudowach puszek połączeniowych DC (generatora PV i pól modułów PV) etykiety ostrzegawcze wskazujące, że aktywne części wewnątrz skrzynki są zasilane z pola modułów PV i mogą być nadal pod napięciem nawet po odłączeniu od falownika PV i sieci publicznej;
- wyraźnie oznakowano rozłącznik izolujący po stronie AC;
- wyposażono punkty połączeń systemu z siecią w etykiety ostrzegawcze informujące o podwójnym zasilaniu;
- schemat (minimum jednokreskowy) instalacji elektrycznej dostępny jest w miejscu instalacji;
- dane instalatora dostępne są w miejscu instalacji;
- procedury wyłączania systemu dostępne są w miejscu instalacji;
- procedury alarmowe dostępne są w miejscu instalacji (w stosownych przypadkach);
- wszystkie oznakowania i etykiety przymocowane zostały w sposób trwały.

UWAGA: Wymagania dla oznakowania i etykietowania systemu fotowoltaicznego wyszczególnione są w normie IEC 60364-9-1.

Testowanie systemu

Urządzenia pomiarowe powinny być dobrane zgodnie z zaleceniami norm IEC 61557 oraz IEC 61010, a w przypadku stosowania innego sprzętu pomiarowego powinien on zapewniać równoważny poziom bezpieczeństwa.

Po skontrolowaniu strony AC systemu należy przeprowadzić badania na obwodach DC zgodnie z procedurami ujętymi w Tabeli 2.

UWAGA: Kopie wszystkich badań i danych uruchomieniowych powinny zostać sporządzone i dostarczane właścicielowi/administratorowi systemu. Jako minimum, powinny one zawierać wyniki z testów kontrolnych przedstawionych w Tabeli 1.

W drugiej części artykułu zostanie omówiona interpretacja kształtu krzywej prądowo-napięciowej (I-V). Zostaną również zamieszczone przykładowe gotowe druki raportu kontroli systemu, sporządzone zgodnie ze wszystkimi wytycznymi norm obowiązujących w zakresie weryfikacji działania systemów PV.