

doi:10.15199/48.2022.12.52

Badania odbiorcze i eksploatacyjne instalacji fotowoltaicznych

Streszczenie. Instalacje fotowoltaiczne (PV) jako część składowa instalacji elektrycznych, wymagają przeprowadzenia określonych badań odbiorczych przed oddaniem do eksploatacji oraz okresowych badań w trakcie eksploatacji. Specyfika obwodów stałoprądowych oraz rodzaj zastosowanych środków ochrony przeciwporażeniowej wymuszają przeprowadzenie określonych badań. W artykule przedstawiono praktyczne aspekty wykonywania pomiarów instalacji PV, zgodnie z aktualną normą PN-EN 62446-1:2016-08.

Abstract. Photovoltaic (PV) installations, as a component of electrical installations, require specific tests before commissioning and periodic tests during operation. The specificity of DC circuits and the type of applied electric shock protection measures require specific tests to be carried out. The article presents the practical aspects of measuring PV installations in accordance with the current PN-EN 62446-1:2016-08 standard. (**Reception and exploitation tests of photovoltaic installations**).

Słowa kluczowe: instalacja fotowoltaiczna, ochrona przeciwporażeniowa, test kategorii instalacji PV, badania odbiorcze i okresowe.

Keywords: photovoltaic installation, shock protection, PV installation category test, reception and exploitation tests.

Wstęp

Instalacje PV stały się bardzo powszechnym źródłem pozyskiwania energii elektrycznej. Jako część składowa instalacji elektrycznych, wymagają przeprowadzenia określonych badań odbiorczych przed oddaniem do eksploatacji oraz badań okresowych w trakcie użytkowania. Specyfika obwodów DC oraz rodzaj zastosowanych środków ochrony przeciwporażeniowej, wymuszają przeprowadzenie określonych pomiarów. Wdrożone programy wsparcia finansowego oraz obowiązujące uwarunkowania prawne, wpłynęły na dynamiczny rozwój sektora instalacji PV [1 ÷ 4]. Niestety wpływa to negatywnie na jakość usług montażu instalacji oraz jakość używanych komponentów. Instalacje PV, bardzo często montowane są oraz konserwowane przez osoby, nie mające odpowiedniej wiedzy technicznej oraz doświadczenia praktycznego [5]. W artykule przedstawiono specyfikę wykonywania badań, zgodnie z normą [6], dla wybudowanej instalacji PV.

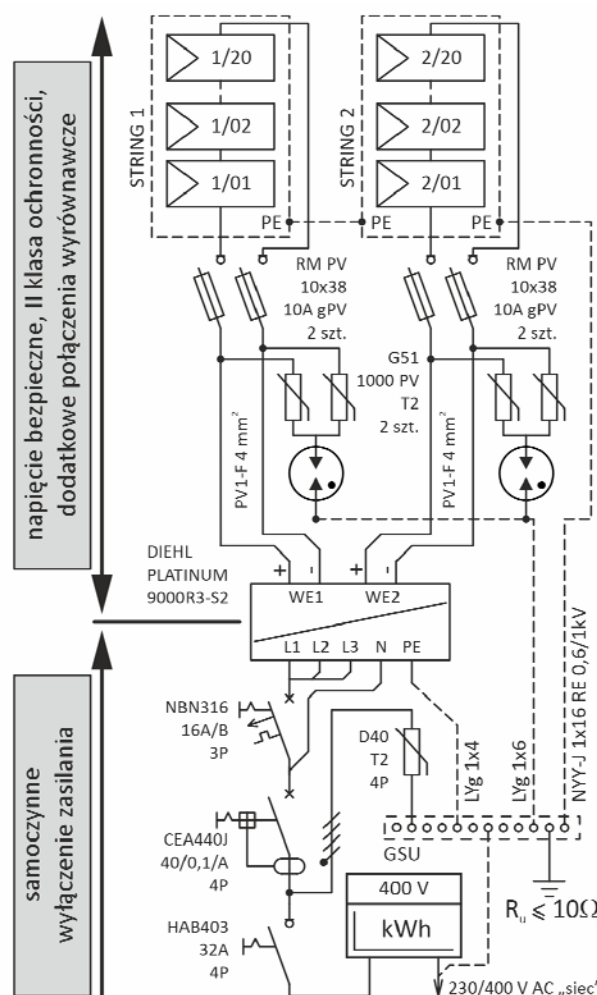
Środki ochrony przeciwporażeniowej w instalacjach PV

W przypadku instalacji PV, dopierając środki ochrony przeciwporażeniowej, należy uwzględnić negatywne wpływy środowiskowe, wynikające z lokalizacji modułów PV oraz wartości napięć występujących w obwodach DC (rys. 1). Zgodnie z wymogami zawartymi w normie [7], w obwodach instalacji PV o napięciu $U_{OC\ max} > 120\ V\ DC$, jako środek ochrony należy stosować izolację wzmocnioną lub podwójną. Dostępne na rynku moduły PV, standardowo produkowane są w II klasie ochronności i przystosowane do pracy w zakresie temperatur $-40^{\circ} \div 90^{\circ}C$, zapewniając szczelność na poziomie IP67. Maksymalne napięcie w obwodzie DC, łączącym pojedyncze moduły PV w łańcuchy nie powinno przekraczać 1000 V DC.

Na oprzewodowanie obwodów DC, należy stosować kable jednożyłowe w podwójnej izolacji, odporne na promieniowanie UV oraz ozon (napięcie izolacji min. 0,6/1 kV). Kable powinny posiadać odpowiednią wytrzymałość mechaniczną oraz zakres pracy w temperaturach $-40^{\circ} \div 90^{\circ}C$ [8, 9].

Najczęstszymi uszkodzeniami występującymi w obwodach DC instalacji PV, są przebicia elektryczne izolacji wynikające z wysokich wartości napięć roboczych, negatywnych wpływów atmosferycznych (wilgoć, temperatura, promieniowanie UV) oraz uszkodzeń mechanicznych [10]. Dodatkowymi czynnikami, negatywnie wpływającymi na bezpieczeństwo przeciwporażeniowe oraz pożarowe instalacji PV, jest wykorzystywanie do ich

budowy niekompatybilnych względem siebie elementów łączących (np. złączki MC4) oraz jakość ich montażu [11].



Rys. 1. Zakres stosowania środków ochrony przeciwporażeniowej przy uszkodzeniu w instalacjach PV

Dwoma podstawowymi problemami z zapewnieniem skutecznej ochrony przeciwporażeniowej w instalacjach PV jest brak możliwości wyłączenia obwodów DC, dopóki moduły PV wystawione są na działanie promieniowania

słonecznego oraz mała wartość generowanego prądu zwarcia [12, 13].

Zakres wymaganych badań instalacji PV

Przywołana norma [6], wprowadza podział na testy kategorii 1, kategorii 2 oraz testy dodatkowe. W przypadku instalacji PV z zabudowanymi elementami elektronicznymi w obwodach DC (np. optymalizatory, mikroinwertery), należy przeprowadzić dodatkowo specjalistyczne testy. Przed przystąpieniem do badań obwodów DC, należy przeprowadzić badania części AC instalacji PV, zgodnie z wymaganiami wyszczególnionymi w normie [14].

Testy kategorii 1 wykonuje się dla wszystkich nowo wybudowanych instalacji PV. Testy mają na celu zbadanie bezpieczeństwa przeciwporażeniowego instalacji PV oraz poprawność montażu poszczególnych elementów. Po stronie DC należy wykonać następujące badania:

- ciągłość połączeń wyrównawczych (uziemiających);
- sprawdzenie polaryzacji przewodów i łańcuchów PV;
- sprawdzenie tablic rozdzielczych w obwodach DC;
- pomiar napięcia otwartego V_{OC} łańcuchów PV;
- pomiar prądu zwarcia I_{SC} lub prądu pracy łańcuchów PV;
- testy funkcjonalne;
- pomiar rezystancji izolacji obwodów DC.

Alternatywnie do pomiaru napięcia V_{OC} oraz prądów można przeprowadzić wyznaczenie charakterystyki prądowo-napięciowej, która przypisana jest do testów kategorii 2.

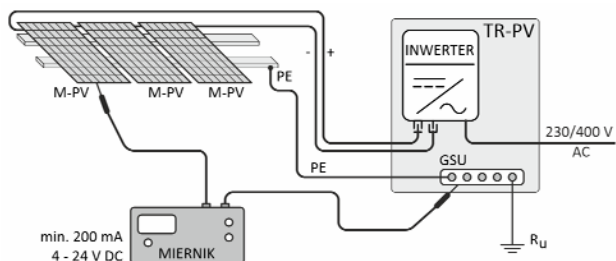
Testy kategorii 2 wykonuje się dla dużych instalacji oraz farm PV. Testy te dotyczą badania instalacji PV w zakresie efektywności konwersji pozyskanej energii do parametrów systemu elektroenergetycznego [15]. Na podstawie tych pomiarów można zweryfikować sprawność inwertera oraz porównać ją ze sprawnością deklarowaną przez producenta w karcie katalogowej [16]. Badania kategorii 2 obejmują badania charakterystyki prądowo-napięciowej (I-V), dla każdego łańcucha modułów PV oraz badania kamerą termowizyjną wszystkich zabudowanych modułów. Norma [6] nie podaje precyzyjne dla jak dużych instalacji PV należy przeprowadzać testy kategorii 2.

Testy dodatkowe wyszczególnione w normie [6], dotyczą lokalizacji powstałych usterek w obwodach DC. Obejmują one badania napięcia względem potencjału ziemi, testy diody zaporowej, badanie impedancji izolacji na moko oraz kontrolę stanu zacienienia.

W dalszej części przedstawiono praktyczne aspekty wykonywania badań, przypisanych do testu kategorii 1.

Ciągłość połączeń wyrównawczych i uziemiających

Wszystkie wykonane połączenia wyrównawcze, do części dostępnych w instalacji PV po stronie DC oraz połączenia uziemiające, należy przetestować ze względu na ich ciągłość elektryczną (rys. 2).



Rys. 2. Pomiar ciągłości połączeń wyrównawczych w instalacji PV

Pomiary ciągłości połączeń należy wykonać prądem min. 200 mA (napięcie pomiarowe $4 \div 24$ V DC) dla dwóch polaryzacji zgodnie z wymaganiami norm [6, 14]. Pomiar ciągłości lokalnego połączenia, należy wykonać między

częścią objętą połączeniem a główną szyną uziemiającą – GSU (rys. 2).

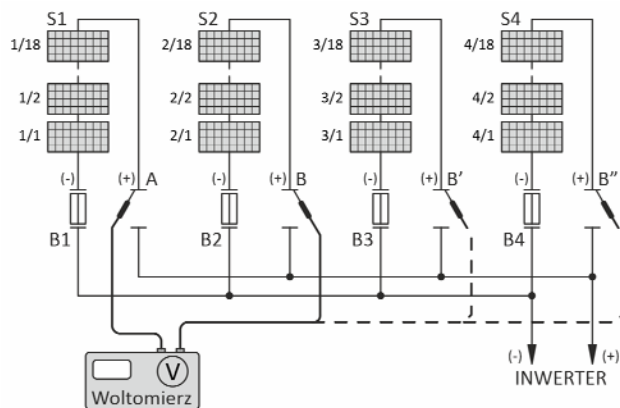
Specjalistyczne mierniki, dedykowane do pomiaru ciągłości (rezystancji) połączeń wyrównawczych, automatycznie wykonują pomiar dla dwóch polaryzacji napięcia. Wyświetlana na mierniku wartość rezystancji jest średnią z dwóch pomiarów. Ze względu, że pomiar wykonuje się metodą 2-przewodową, przed pomiarem należy przeprowadzić procedurę kompensacji rezystancji przewodów pomiarowych (w przypadku rozległych instalacji PV ich długość może wynosić nawet kilkadziesiąt metrów).

Sprawdzenie polaryzacji przewodów i łańcuchów PV

Ze względów bezpieczeństwa oraz możliwości wystąpienia uszkodzenia elementów zamontowanych w obwodach DC - sprawdzenie polaryzacji należy przeprowadzić przed „zamknięciem” tych obwodów lub przed załączeniem urządzeń zabezpieczających (bezpieczniki, wyłączniki lub rozłączniki). Biegunowość wszystkich elementów w obwodach DC, należy sprawdzić miernikiem przystosowanym do pomiaru napięcia DC w obu polaryzacjach (min. zakres ± 1000 V). Sprawdzeniu polaryzacji podlega również okablowanie ze względu na zastosowaną kolorystykę izolacji oraz poprawność montażu złączy systemowych MC4 [17].

Sprawdzenie tablic rozdzielczych w obwodach DC

Głównym celem sprawdzenia tablic rozdzielczych, zabudowanych w obwodach DC jest weryfikacja poprawności podłączenia łańcuchów PV oraz prawidłowego połączenia z wejściami inwertera. W przypadku łączenia równoległego kilku łańcuchów PV, konsekwencją wpięcia jednego łańcucha odwrotnie, będzie skutkowało jego awarią (rys. 3). Do weryfikacji należy użyć woltomierza o zakresie napięciowym DC, co najmniej dwukrotnie większym niż wartość maksymalnego napięcia, które może wystąpić na łańcuchu połączonych szeregowo modułów PV.



Rys. 3. Metoda sprawdzania polaryzacji równolegle połączonych łańcuchów PV, zaleca przez normę [6]

Norma określa procedurę, którą przeprowadzić należy przed „zamknięciem” obwodów, w następującej kolejności:

- załączyć wszystkie „ujemne” bezpieczniki (wyłączniki) w poszczególnych łańcuchach PV tak aby utworzyć wspólną szynę ujemną dla obwodów DC systemu (rys. 3);
- zmierzyć wartość napięcia otwartego V_{OC} pierwszego łańcucha PV, zweryfikować czy jest to wartość oczekiwana, wynikająca z liczby modułów PV w łańcuchu;
- zmierzyć wartość napięcia pomiędzy zaciskiem dodatnim pierwszego łańcucha PV a zaciskiem dodatnim kolejnego łańcucha PV (rys. 3, punkty A–B). Ze względu na wspólne połączenie zacisków ujemnych, zmierzona wartość napięcia powinna być zbliżona do 0 V z dopuszczalną tolerancją ± 15 V;

- powtórzyć pomiar napięcia dla wszystkich łańcuchów PV, wykorzystując zacisk dodatni pierwszego łańcucha PV (rys. 3, punkty A-B', A-B"). Jeśli wystąpi stan odwrotnej polaryzacji dla sprawdzanego łańcucha PV, zmierzone napięcie będzie dwukrotnie wyższe niż napięcie V_{OC} dla jednego łańcucha PV.

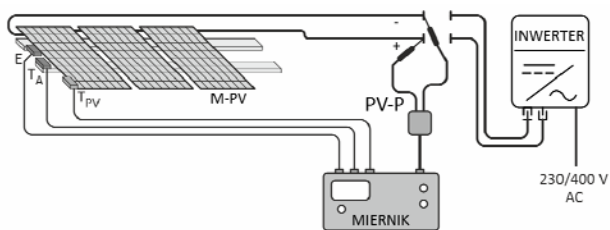
W przypadku podłączenia poszczególnych łańcuchów PV, bezpośrednio do wejść DC inwertera, należy zweryfikować polaryzację każdego łańcucha oddzielnie i porównać z oznaczeniami wejść na inwerterze.

Kolejnym krokiem jest weryfikacja poprawnej polaryzacji zamontowanych podstaw bezpiecznikowych (wyłączników) oraz rozłączników bezpieczeństwa wewnątrz tablic DC.

Pomiar napięcia otwartego łańcucha PV

Celem pomiaru napięcia otwartego łańcucha (V_{OC}) jest sprawdzenie, czy szeregowo połączone moduły PV w łańcuch, są prawidłowo połączone między sobą oraz czy liczba modułów jest właściwa. Brak połączeń lub połączenie niewłaściwej liczby modułów PV w łańcuch, są częstymi błędami na etapie montowania instalacji [18]. Pomiar należy przeprowadzić przed „zamknięciem” łańcuchów PV.

Norma [6], podaje kilka metod weryfikacji poprawności połączenia łańcucha PV na podstawie przeliczenia zmierzonego napięcia V_{OC} , do wartości odniesienia $V_{OC\ STC}$ (publikowanej w kartach katalogowych modułów PV). Wadą wszystkich metod wymienionych w normie, jest brak odniesienia do rzeczywistych warunków otoczenia, panujących w trakcie wykonywania pomiaru [19÷21]. Dostępne są na rynku specjalistyczne mierniki, które automatycznie przeliczają zmierzone wartości napięć do parametrów odniesienia. W tego typu miernikach, istnieje możliwość wprowadzenia parametrów zastosowanych modułów PV do pamięci miernika. Miernik wyposażony jest w sondy, mierzące temperaturę otoczenia (T_A), temperaturę pracy modułu PV (T_{PV}) oraz poziom irradycji (E) w płaszczyźnie ustawienia modułów (rys. 4). Na podstawie wprowadzonych danych oraz zmierzonych parametrów warunków środowiskowych, miernik wylicza rzeczywiste napięcie $V_{OC\ STC}$, które w szybki sposób można porównać z wartością katalogową i zweryfikować poprawność połączenia danego łańcucha modułów PV.



Rys. 5. Pomiar napięcia V_{OC} oraz parametrów środowiskowych w celu wyznaczenia wartości napięcia $V_{OC\ STC}$. PV-P – przystawka pomiarowa zapewniająca bezpieczeństwo wykonywania pomiarów

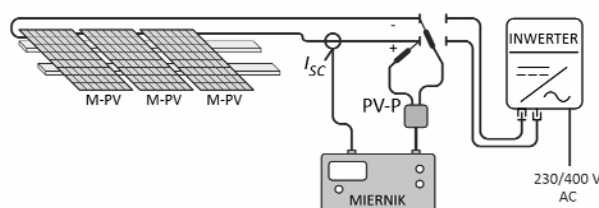
Wartość napięcia $V_{OC\ STC}$ wyznaczona pomiarowo, jeśli jest niższa od wartości oczekiwanej dla danego łańcucha PV, może świadczyć o nieprawidłowym połączeniu elementów składowych, zwarcie części diod zwrótnych lub uszkodzeniu izolacji. Wartość wyższa, świadczy o nieprawidłowym połączeniu zbyt dużej liczby modułów PV w jeden łańcuch.

Pomiar prądu zwarcia łańcucha PV

Pomiar prądu zwarcia I_{SC} modułów PV, wykonuje się w celu sprawdzenia charakterystyki operacyjnej systemu oraz weryfikacja czy nie ma usterek technologicznych w samym

module PV. Pomiar ten można traktować jako sprawdzenie deklarowanej wydajności badanego modułu (łańcucha) PV.

Pomiar prądu zwarcia, powinien być przeprowadzony przy stabilnych warunkach środowiskowych, wykorzystując jedną z metod opisanych w normie [6]. Analogicznie, jak przy pomiarze napięcia V_{OC} , najlepszym rozwiązaniem jest zastosowanie specjalistycznego miernika instalacji PV. Przeprowadzenie pomiaru prądu zwarcia I_{SC} , wiąże się z koniecznością wykonania celowego zwarcia oraz rozwarcia łańcucha modułów PV. Miernik tego typu wyposażony jest w przystawkę pomiarową PV-P (rys. 6), która chroni od niebezpieczeństwa związanego z przerywaniem obwodów prądu stałego i powstawaniem łuku elektrycznego. Zapewnia odpowiedni poziom bezpieczeństwa osobie wykonującej pomiar. Miernik, automatycznie przelicza uzyskany wynik pomiaru prądu I_{SC} , do wartości odniesienia $I_{SC\ STC}$.



Rys. 6. Pomiar prądu zwarcia I_{SC} lub prądu pracy, łańcucha PV

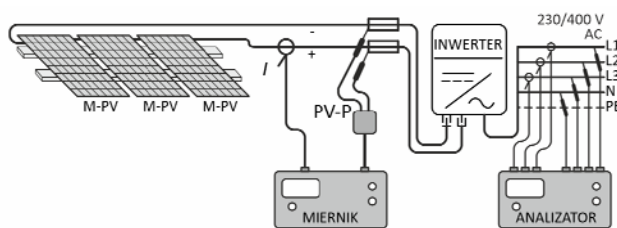
Wyznaczoną wartość prądu zwarcia $I_{SC\ STC}$, należy porównać z wartością oczekiwaną (dane katalogowe modułów PV). W przypadku instalacji PV, składających się z kilku łańcuchów można porównać prądy zwarcia pomiędzy łańcuchami. Jeżeli pomiary wykonane zostały przy stabilnych warunkach nasłonecznienia, wartości zmierzonych prądów I_{SC} , nie powinny się różnić o więcej niż 5%.

Testy funkcjonalne

Norma zaleca przeprowadzenie następujących testów funkcjonalnych:

- sprawdzenie podłączenia oraz montażu aparatury rozdzielczej i sterowniczej w obwodach instalacji PV, zarówno po stronie stałoprądowej jak zmiennoprądowej;
- sprawdzenie podłączenia i montażu inwertera PV zgodnie z wytycznymi producenta.

Testy funkcjonalne inwerterów PV należy wykonać po podłączeniu instalacji PV do sieci zasilającej. Test inwerterów PV może również obejmować procedurę sprawdzenia sprawności przetwarzania mocy ze strony DC na stronę AC (rys. 7).



Rys. 7. Pomiar mocy generowanej oraz oddawanej do sieci przez instalację PV

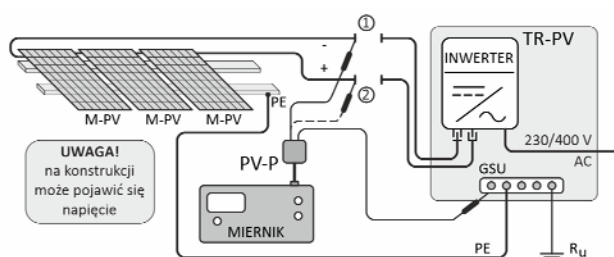
W zależności od konfiguracji instalacji PV należy wykonać pomiary mocy generowanej po stronie stałoprądowej, we wszystkich łańcuchach PV oraz mocy oddawanej po stronie zmiennoprądowej, we wszystkich fazach podłączonych do inwertera (rys. 7). Pomiary po

stronie AC, najlepiej wykonać analizatorem przystosowanym do rejestracji parametrów instalacji 50 Hz.

Pomiar rezystancji izolacji obwodów DC

Obwody DC instalacji PV, w ciągu dnia są pod napięciem, którego nie można wyłączyć w trakcie wykonywania pomiaru rezystancji izolacji. Stwarza to potencjalne zagrożenie porażeniem prądem, osoby wykonującej pomiar oraz osób postronnych, dlatego należy przestrzegać odpowiednich zasad bezpieczeństwa i procedur pomiarowych. Należy również uwzględnić wpływ ograniczników przeciwprzepięciowych (SPD), zainstalowanych w obwodach DC na przebieg i wynik pomiaru rezystancji izolacji. W określonych sytuacjach, aby uniknąć uszkodzenia ograniczników należy je zdemontować na czas wykonywania pomiarów.

Podstawowa metoda pomiaru rezystancji izolacji w obwodach DC instalacji PV, polega na wykonaniu dwóch pomiarów - pomiędzy biegunem dodatnim i ujemnym, łańcucha PV a uziemieniem (rys. 8).



Rys. 8. Pomiar rezystancji izolacji obwodów DC

W trakcie wykonywania pomiarów na wszystkich elementach konstrukcyjnych, objętych połączeniami wyrównawczymi i uziemiającymi może pojawić się napięcie pomiarowe.

Podsumowanie

Wykonanie badań odbiorczych dla nowej instalacji PV oraz okresowej kontroli technicznej (badań okresowych), gwarantują zachowanie odpowiednich parametrów technicznych oraz bezpieczeństwa przeciwporażeniowego i przeciwpożarowego.

Dwoma podstawowymi problemami z zapewnieniem skutecznej ochrony przeciwporażeniowej w instalacjach PV jest brak możliwości wyłączenia obwodów DC, dopóki moduły PV wystawione są na promieniowanie słoneczne oraz mała wartość generowanego prądu zwarcia. Typowe prądy zwarcia w obwodach szeregowo połączonych modułów PV, są tylko o ok. 10% większe od znamionowych prądów pracy.

Zastosowanie izolacji wzmocnionej lub podwójnej jako środka ochrony przeciwporażeniowej nie wyklucza ryzyka powstania uszkodzenia. W instalacjach PV powinna być stosowana ochrona uzupełniająca w postaci miejscowych połączeń wyrównawczych. Połączeniami objęte powinny być wszystkie części przewodzące dostępne i części przewodzące obce instalacji, przewody ochronne urządzeń, metalowe konstrukcje wsporcze, podesty, zbrojenia konstrukcji betonowych, itd.

Ze względu, że obwody DC instalacji PV najczęściej są izolowane od ziemi, wystąpienie pierwszego uszkodzenia izolacji i przepływ prądu doziemnego nie będzie skutkowało wyłączeniem. Tolerowanie tego stanu zbyt długo może skutkować powstaniem drugiego uszkodzenia izolacji w innym miejscu obwodu. Wystąpienie podwójnego uszkodzenia może skutkować przepływem prądu doziemnego oraz powstaniem łuków elektrycznych DC,

których samoczynne zgaszenie jest mało prawdopodobne. Uszkodzenia tego typu są niebezpieczne ze względu na bardzo duże ryzyko powstania pożaru.

Autor: dr inż. Paweł Czaja, Politechnika Częstochowska, Katedra Automatyki, Elektrotechniki i Optoelektroniki, al. Armii Krajowej 17, 42-200 Częstochowa, E-mail: pawel.czaja@pcz.pl

LITERATURA

- [1] Muteri V., Cellura M., Curto D., Franzitta V., Longo S., Mistretta M., Parisi M.L., Review on Life Cycle Assessment of Solar Photovoltaic Panels, *Energies*, 13, (2020), 252
- [2] Wu P., Ma X., Ji J., Ma Y., Review on life cycle assessment of energy payback of solar photovoltaic systems and a case study, *Energy Procedia*, 105, (2017) 68–74
- [3] Awan A.B., Alghassab M., Zubair M., Bhatti A.R., Uzair M., Abbas G., Comparative analysis of around-mounted vs. rooftop photovoltaic systems optimized for interrow distance between parallel arrays, *Energies*, 13, (2020), 3639
- [4] Drzymała A.J., Korzeniewska E., Opłacalność inwestycji fotowoltaicznych przedsiębiorstw w świetle nowej ustawy OZE w Polsce, *Przegląd Elektrotechniczny*, 96, (2020), 1, 210-213
- [5] Czaja P., Bezpieczeństwo pożarowe instalacji fotowoltaicznych, *Przegląd Elektrotechniczny*, 97 (2021), 12, 105-108
- [6] Norma PN-EN 62446-1:2016-08 Systemy fotowoltaiczne (PV) – Wymagania dotyczące badań, dokumentacji i utrzymania – Część 1: Systemy podłączone do sieci – Dokumentacja, odbiory i nadzór
- [7] Norma PN-HD 60364-7-712:2016-05 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – fotowoltaiczne (PV) układy zasilania
- [8] Petrone G., Spagnuolo G., Teodorescu R., Veerachary M., Vitelli M.: Reliability issues in photovoltaic power processing systems, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Volume 55, (2008), Issue 7, 2569-2580
- [9] Akpolat A.N., Dursun E., Kuzucuoglu A.E., Yang Y., Blaabjerg F., Baba A.F., Performance analysis of a Grid-connected rooftop solar photovoltaic system, *Electronics*, 8, (2019), 905
- [10] Awan A.B., Optimization and techno-economic assessment of rooftop photovoltaic system, *J. Renew. Sustain. Energy*, 11, (2019), 033501
- [11] Weniger J., Tjaden T., Quaschnig V., Sizing of residential PV battery systems, *Energy Procedia*, 46, (2014), 78–87
- [12] Hassan Q., Evaluation and optimization of off-grid and on-grid photovoltaic power system for typical household electrification, *Renewable Energy*, 164, (2021), 375-390
- [13] Luque A., Hegedus S., Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, *John Wiley & Sons*, 2011
- [14] Norma PN-HD 60364-6:2016-07 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 6: Sprawdzanie
- [15] Chmielowiec K., Topolski Ł., Piszczek A., Hanzelka Z., Charakterystyki inwerterów fotowoltaicznych w świetle zapisów kodeksu sieciowego oraz wymagania polskich operatorów systemów dystrybucyjnych, *Przegląd Elektrotechniczny*, 97, (2021), 4, 81-87
- [16] Fakhraian E., Alier M., Valls Dalmau F., Nameni A., Casan Guerrero M.J., The urban rooftop photovoltaic potential determination, *Sustainability*, 13, (2021), 7447
- [17] Awan A.B., Zubair M., Praveen R.P., Bhatti A.R., Design and comparative analysis of photovoltaic and parabolic trough based CSP plants, *Solar Energy*, 183, (2019), 551–565
- [18] Piyatadsananon P., Spatial factors consideration in site selection of ground-mounted PV power plants, *Energy Procedia*, 100, (2016), 78–85
- [19] Jaszczur M., Hassan Q., Styszko K., Teneta J., Impact of dust and temperature on energy conversion process in photovoltaic module, *Thermal Science*, 23, (2019), 1199-1210
- [20] Santiago I., Trillo-Montero D., Moreno-Garcia M., Pallares-Lopez V., Luna-Rodríguez J., Modeling of photovoltaic cell temperature losses: a review and a practice case in South Spain, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 90, (2018), 70-89
- [21] Koutroulis E., Blaabjerg F., A new technique for tracking the global maximum power point of PV arrays operating under partial-shading conditions, *IEEE Journal of Photovoltaics*, 2, (2012), 184-190